Deutscher Bundestag **Drucksache 19/5523**

19. Wahlperiode 06.11.2018

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Gesetzentwurf

der Fraktionen der CDU/CSU und SPD

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften

A. Problem und Ziel

Die in den vergangenen Jahren durchgeführten Reformen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017), des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) haben wesentlich dazu beigetragen, dass die Energiewende für alle Beteiligten planbarer und kosteneffizienter geworden ist. Die erneuerbaren Energien wurden durch die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung in den Strommarkt integriert. Durch die weitgehende Umstellung der Förderung auf Ausschreibungen konnten die Kosten für neue Wind-, Solar- und KWK-Anlagen deutlich gesenkt werden.

Eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik ist ein weiterer zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien. Schon im Koalitionsvertrag war vorgesehen, Sonderausschreibungen durchzuführen, um einen zusätzlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten. Je nach konkreter Umsetzung der Projekte werden diese bereits für das Klimaschutzziel in 2020 oder in den Folgejahren wirksam.

Daneben sollen durch Innovationsausschreibungen neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsverfahren erprobt werden, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen. Die Bundesregierung wird bereits in 2019 eine erste Evaluierung vorsehen, um zu prüfen, ob einzelne getestete Elemente in das reguläre Ausschreibungsdesign übernommen werden können. Bei einer positiven Bilanz sollen die Innovationsausschreibungsmengen ab 2021 verdreifacht werden.

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist ein wichtiger Baustein der Energiewende im Strom- und Wärmesektor. Damit das so bleibt, soll die KWK weiterentwickelt und umfassend modernisiert werden, so dass sie im Rahmen der Energiewende eine Zukunft hat. Bereits zuvor sind allerdings zeitkritische Anpassungen der Förderung aufgrund des EU-Beihilferechts notwendig, denn es verbietet die Überförderung von Anlagen.

Die Europäische Kommission hat am 7. Februar 2018 die deutsche Kapazitätsreserve beihilferechtlich genehmigt. Diese Genehmigung macht Änderungen im EnWG erforderlich.

Es wird eine Übergangsregelung für Stromerzeugungsanlagen geschaffen, die nach den bisherigen technischen Anschlussbedingungen geplant wurden und nach der Verordnung (EU) 2016/631 auf neue technische Standards umgerüstet werden müssten. Durch die Übergangsregelung werden Nachrüstungen vermieden, die zur Systemstabilität nicht erforderlich sind.

Darüber hinaus werden im EnWG die Regelungen zum Netzanschluss an das L-Gasnetz angepasst, um die notwendige Umstellung der Versorgung von L- auf H-Gas zu unterstützen. Dies ist erforderlich, weil L-Gas nur noch begrenzt zur Verfügung steht.

Im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) und im Seeanlagengesetz (SeeAnlG) werden sowohl planungs- als auch zulassungsrechtliche Änderungen vorgenommen, um auch die Errichtung von Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen sind, zu ermöglichen.

B. Lösung

Im EEG 2017 werden die Sonderausschreibungen durchgeführt. Insgesamt sollen bis 2021 je 4 Gigawatt Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land zusätzlich ausgeschrieben werden. Um den Wettbewerb zu erhöhen, sollen die Ausschreibungsmengen von 1 Gigawatt in 2019 über 1,4 Gigawatt in 2020 auf 1,6 Gigawatt in 2021 anwachsen. Die Sonderausschreibungen werden nicht auf den bestehen 52-Gigawatt-Deckel für Solaranlagen angerechnet.

Ebenfalls im EEG 2017 wird die Verordnungsermächtigung für Innovationsausschreibungen angepasst. Die Verordnung erlässt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit Zustimmung des Bundestages. Im Rahmen der Innovationsausschreibungen sollen nunmehr im Jahr 2019 250 Megawatt, in 2020 400 Megawatt und in 2021 500 Megawatt ausgeschrieben werden. Die Mengen werden von den regulären Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen abgezogen und dienen als Testfeld für mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit.

Im EEG 2017 werden daneben die Regelungen für die teilweise Befreiung von neuen KWK-Anlagen von der EEG-Umlage an die beihilferechtlichen Vorgaben der Europäischen Kommission angepasst. Die bis Ende des Jahres 2017 geltende reduzierte EEG-Umlage für neue KWK-Anlagen, die der Eigenversorgung dienen, führt nach den Maßstäben des EU-Beihilferechts zu einer Überförderung bei einigen Anlagentypen. Deshalb wird die entsprechende Regelung angepasst. Auch die gesetzlich bestimmte Vergütung für größere Solaranlagen wird wegen einer bestehenden Überförderung aus beihilferechtlichen Gründen abgesenkt. Schließlich werden im Bereich der Weiterleitung von Strom Schätzungsmöglichkeiten eingeführt, um den Erfüllungsaufwand zu verringern.

Im KWKG wird die Förderung von KWK-Bestandsanlagen entsprechend dem Ergebnis der Evaluierung nach § 34 Absatz 1 KWKG abgesenkt. Die Evaluierung der Fördersätze hat gezeigt, dass große KWK-Bestandsanlagen insbesondere aufgrund der deutlich niedrigeren Gaspreise überfördert sind. Durch die Absenkung der Fördersätze wird die Überförderung behoben. Daneben erfolgen einige redaktionelle Korrekturen und Klarstellungen. Insbesondere wird der Anwendungsbereich der Bestandsanlagenförderung klarer gefasst und so der beihilferechtliche Genehmigungsbeschluss der Europäischen Kommission umgesetzt. Es erfolgen darüber hinaus punktuelle Änderungen, um großen KWK-Anlagen in Dampfsammelschienenschaltung auch nach der Umstellung des Anlagenbegriffs durch das KWKG 2016 Modernisierungen zu ermöglichen.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Im EnWG werden die bislang unterschiedlichen Regime, nach denen die Netzbetreiber im Falle von Netzengpässen auf Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen einerseits (sog. Einspeisemanagement) und konventionelle Kraftwerke andererseits (sog. Redispatch) zugreifen, zu einem einheitlichen Regime zusammengeführt. Damit wird die Netzführung optimiert und Kosten für die Behebung von Netzengpässen werden gesenkt.

Im EnWG werden darüber hinaus die beihilferechtlichen Vorgaben der Europäischen Kommission für die Ausschreibung einer Kapazitätsreserve umgesetzt und die Netzanschlussregelungen für L-Gas geändert. Daneben wird eine Übergangsfrist für Stromerzeugungsanlagen geschaffen, die nach den bisherigen technischen Anschlussbedingungen geplant wurden und nach der Verordnung (EU) 2016/631 auf neue technische Standards umgerüstet werden müssten. Nach der Übergangsreglung können auch Anlagen, die nach dem 17. Mai 2018 gekauft wurden, nach den bisherigen technischen Anschlussregeln angeschlossen werden und müssen nicht nachgerüstet werden.

Im WindSeeG und im SeeAnlG wird ein konsistenter Rahmen für Energiegewinnungskonzepte auf See geschaffen, die nicht an das Netz angeschlossen werden. Diese Entwicklung wird planungsrechtlich so gesteuert, dass sie im Einklang mit den Zielen für an das Netz angeschlossene Windenergie auf See steht.

C. Alternativen

Keine. Das Gesetz ist erforderlich, um die Klimaschutzziele zu erreichen, auf die Preisentwicklung in den Ausschreibungen zu reagieren und um das EEG 2017, das KWKG und das EnWG an die Vorgaben des europäischen Beihilferechts anzupassen.

Auch zu den Änderungen in den §§ 17 und 18 EnWG zum Anschluss an ein L-Gasnetz ist kein gleich geeignetes milderes Mittel ersichtlich. Es bedarf sofortiger Maßnahmen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Durch eine Härtefallklausel bei Unmöglichkeit oder Unzumutbarkeit eines H-Gasanschlusses bleibt auch der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz gewahrt.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Unmittelbare Kosten können sich für die öffentlichen Haushalte (Bund, Länder, Kommunen) dadurch ergeben, dass sich das Gesetz durch verschiedene Maßnahmen auf die Höhe der EEG-Umlage und der KWK-Umlage auswirkt, die in der Regel über den Strompreis an die öffentlichen Haushalte als Stromverbraucher weitergegeben werden.

Abgesehen von dem unter E. dargestellten Erfüllungsaufwand entstehen durch das Gesetz weder für den Bund noch für die Länder oder Kommunen finanzielle Belastungen.

E. Erfüllungsaufwand

Aus dem vorliegenden Entwurf ergibt sich nach einer Ex-ante-Abschätzung kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger und die Wirtschaft. Der Erfüllungsaufwand der Verwaltung ist unter E.3 dargestellt. Im Einzelnen:

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Für Bürgerinnen und Bürger ergibt sich kein unmittelbarer Erfüllungsaufwand. Durch die Einschränkung der Anschlusspflicht an ein L-Gasversorgungsnetz sind

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

sie zwar ggf. gezwungen, sich entweder an ein H-Gasversorgungsnetz anzuschließen oder ihren Wärme- und Warmwasserbedarf anderweitig (z.B. durch alternative Heizsysteme) zu decken. Soweit ihnen dadurch Mehrkosten entstehen, handelt es sich jedoch um mittelbare Kosten, die nicht in die Darstellung des Erfüllungsaufwandes einfließen.

Der Entwurf enthält keine neuen Informationspflichten für Bürgerinnen und Bürger.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Die zusätzlichen Ausschreibungen führen zu einem neuen Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in Höhe von 1.191.813 Euro im Durchschnitt der nächsten drei Jahre. Darin enthalten sind Bürokratiekosten aus Informationspflichten i.H.v. rd. 6.464 Euro pro Jahr. Der Aufwand besteht maßgeblich in den zusätzlich von den Bietern bereitzustellenden Sicherheitsleistungen für die Gebote in Höhe von insgesamt 761.274 Euro.

Im Sinne der ‚One in one out'-Regel der Bundesregierung stellt der jährliche Erfüllungsaufwand der Wirtschaft in diesem Regelungsvorhaben ein „In" von 1,2 Mio. Euro dar. Diese Belastung soll durch Entlastungen an anderer Stelle im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ausgeglichen werden.

Kleine und mittlere Unternehmen werden durch das Gesetz nicht in besonderem Maße belastet. Vielmehr stellt die Einführung von Schätzungsmöglichkeiten bei der Weiterleitung von Strom durch privilegierte Umlagenzahler (insb. Eigenversorger und stromintensive Industrie) mit dem neuen § 62a EEG 2017, sowie den korrespondierenden Regelungen im EnWG, im KWKG und in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) eine erhebliche Vereinfachung gegenüber der früheren Rechtslage dar. Danach waren die Strommengen in jedem Fall messtechnisch abzugrenzen, was nicht nur das Vorhalten entsprechender Messeinrichtungen erforderte, sondern auch deren Betrieb, Ablesung und Zählwertübermittlung. In vielen Fällen kann nach der Neuregelung nunmehr eine Messung durch eine Schätzung ersetzt werden. Da die bisherigen Messerfordernisse nie Gegenstand einer Abschätzung beim Erfüllungsaufwand waren, sinkt der gemessene Erfüllungsaufwand durch die Änderungen allerdings nicht.

Betreiber von L-Gasversorgungsnetzen werden mit gewissen Einschränkungen von der Anschlusspflicht entbunden. Bei den Mehrkosten, die Unternehmen dadurch erwachsen, dass sie sich an das H-Gasversorgungsnetz anschließen müssen, handelt es sich um mittelbare Kosten, die nicht in die Darstellung des Erfüllungsaufwandes einfließen.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Der zusätzliche Verwaltungsaufwand des Bundes für die Anpassung des Ausschreibungsverfahren und der Vollzugsaufwand für die Gebührenerhebung entstehen im Wesentlichen bei der Bundesnetzagentur als ausschreibende Stelle. Für die Länder und Kommunen entsteht kein weiterer Verwaltungsaufwand. Die durchschnittlichen jährlichen Kosten der Bundesnetzagentur für die kommenden drei Jahre wurden wie folgt abgeschätzt: Personalkosten von rund 410.422 Euro, pauschale Sachmittelkosten von 107.430 Euro und Gemeinkosten von 155.356 Euro.

Der Bundeshaushalt soll grundsätzlich durch die entstehenden Mehrkosten (Personal- und Sachmittelkosten) nicht belastet werden. Sollten die geplanten Gebühren die Mehrbelastungen nicht vollständig abdecken, soll der etwaige Mehrbedarf

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

an Sach- und Personalmitteln finanziell und stellenmäßig im Einzelplan des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ausgeglichen werden.

Durch die Änderung der §§ 17, 18 EnWG entsteht für die Verwaltung kein messbarer zusätzlicher Erfüllungsaufwand. Das Bestehen der Anschlusspflichten nach den §§ 17, 18 EnWG kann zwar nicht nur durch ordentliche Gerichte überprüft und ggf. durchgesetzt werden, sondern auch durch die Regulierungsbehörden in Verfahren primär nach den §§ 30 und 31 EnWG. Ob die Einfügung eines weiteren Ablehnungsgrundes der Netzbetreiber zu zusätzlichen Verwaltungsverfahren der Regulierungsbehörden führen wird, ist aber nicht prognostizierbar. Geringer zusätzlicher Erfüllungsaufwand entsteht für die Regulierungsbehörde durch die Schaffung einer weiteren Festlegungskompetenz in § 13j EnWG.

Es entsteht zusätzlicher Verwaltungsaufwand beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) als Planfeststellungsbehörde im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone. Dem BSH entsteht auch dadurch Mehraufwand, dass der Aufgabenbereich des Flächenentwicklungsplans um die Festlegungen für besondere Energiegewinnungsbereiche erweitert wird. Der Flächenentwicklungsplan kann sonstige Energiegewinnungsbereiche mit dem Ziel der praktischen Erprobung und Umsetzung von innovativen Konzepten für nicht an das Netz angeschlossene Energiegewinnung festlegen. Die Prüfung von diesen innovativen Konzepten, wie etwa für die Gewinnung von Wasserstoff auf See, und die Festlegung solcher Bereiche sind sehr aufwändig.

Des Weiteren ist auch für diese besonderen Energiegewinnungsbereiche eine strategische Umweltprüfung durchzuführen.

Für den Bund entsteht ein größerer Erfüllungsaufwand, da mit zusätzlichen Verfahren für Wasserstoffanlagen zu rechnen ist, die erhebliche Ressourcen binden können. Der hohe Aufwand ergibt sich zudem insbesondere aus der Prüfintensität für neuartige Technologie, da nicht auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden kann. Bei der Umweltverträglichkeitsprüfung wird mit neuen Fragestellungen zu rechnen sein. Auch beim Thema Sicherheit der Wasserstoffanlage ist mit großem Prüfaufwand zu rechnen.

Auf der anderen Seite führt die Einführung des § 75 Absatz 4 VwVfG in § 5 SeeAnlG zu einer leichten Verringerung des Erfüllungsaufwandes, da diese zwingende Regelung kein Verlängerungsverfahren hinsichtlich der Baubeginnsfristen vorsieht und zudem die Notwendigkeit des Widerrufs des Planfeststellungsbeschlusses bei mangelnder Verwirklichung des Vorhabens entfällt.

Bei der Bundesnetzagentur entsteht darüber hinaus zusätzlicher Verwaltungsaufwand aufgrund der neuen Festlegungskompetenzen im Redispatch. Der zusätzliche Personalbedarf wird auf 8 Stellen geschätzt. Die Stellen werden überwiegend im höheren Dienst benötigt, da die Festlegungen sehr hohe Ansprüche in juristischer, ökonomischer und technischer Hinsicht setzen (5 im höheren Dienst, 1,7 im gehobenen Dienst und ca. 1,3 im mittleren Dienst). Insgesamt führt dies zu zusätzlichen Personalkosten in Höhe von ca. 1.130.000 Euro.

Der Personalbedarf ist damit zu begründen, dass die Festlegungen unter Einbindung einer Vielzahl von Marktakteuren erfolgen müssen und eine komplexe Ermittlungstätigkeit für die Festlegungen erfolgen muss. Dies muss durch zusätzliche Stellen abgedeckt werden.

Nach erster grober Abschätzung wird der insgesamt beim BSH durch die zu erwartenden zusätzlichen Planfeststellungsverfahren bedingte personelle Mehraufwand veranschlagt mit: 3 Stellen.

Hinsichtlich der Änderungen im Aufgabenbereich Flächenentwicklungsplan wird der Bedarf auf 4 Stellen geschätzt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Insgesamt entstehen beim BSH damit geschätzte Gesamtkosten von 721.165 Euro pro Jahr.

Der zusätzliche Erfüllungsaufwand muss noch im Einzelnen verifiziert werden. Der Mehrbedarf an Sach- und Personalmitteln soll finanziell und stellenmäßig im jeweiligen Einzelplan ausgeglichen werden.

Im Übrigen entsteht durch das Gesetz kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Verwaltung.

F. Weitere Kosten

Mit dem vorliegenden Entwurf werden die Förderzahlungen für KWK-Bestandsanlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 50 Megawatt abgesenkt. Die sich daraus ergebende Gesamtersparnis bis zum Ende der KWK-Bestandsanlagenförderung wird auf etwa 150 Millionen Euro geschätzt. Die Auswirkungen auf das Preisniveau im Großhandel und für Verbraucher sind insgesamt gering.

Durch die Änderungen in den §§ 17 und 18 EnWG können sich Verbraucherinnen und Verbraucher nicht länger an ein L-Gasversorgungsnetz anschließen. Sie müssen ihren Wärme- und Warmwasserbedarf im Grundsatz künftig durch den Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz decken, sofern sie sich nicht für gänzlich andere technische Maßnahmen entscheiden (z. B. alternative Heizsysteme). Um in besonderen Härtefällen die Verhältnismäßigkeit zu wahren, gilt dies jedoch nicht, wenn Verbraucherinnen und Verbrauchern der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz unmöglich oder unzumutbar ist.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften

Vom …

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

I n h a l t s ü b e r s i c h t

Artikel 1 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes
Artikel 2 Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes
Artikel 3 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes
Artikel 4 Änderung des Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes
Artikel 5 Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes
Artikel 6 Änderung der Stromnetzentgeltverordnung
Artikel 7 Änderung der Stromnetzzugangsverordnung
Artikel 8 Änderung der Niederspannungsanschlussverordnung
Artikel 9 Änderung der Niederdruckanschlussverordnung
Artikel 10 Änderung der Netzreserveverordnung
Artikel 11 Änderung der SINTEG-Verordnung
Artikel 12 Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung
Artikel 13 Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung
Artikel 14 Änderung der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung
Artikel 15 Änderung der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen
Artikel 16 Änderung der KWK-Ausschreibungsverordnung
Artikel 17 Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes
Artikel 18 Änderung des Seeanlagengesetzes
Artikel 19 Änderung der Verordnung über die Flugsicherungsausrüstung der Luftfahrzeuge
Artikel 20 Änderung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes
Artikel 21 Inkrafttreten

Artikel 1

Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

   a) Die Angaben zu den §§ 14 und 15 werden wie folgt gefasst:

   „§ 14 (weggefallen)
   § 15 (weggefallen)“.

   b) Die Angabe zu § 18 wird wie folgt gefasst:

   „§ 18 (weggefallen)“.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

c) Die Angabe zu § 61b wird durch die folgenden Angaben ersetzt:

„§ 61b Verringerung der EEG-Umlage bei Anlagen

§ 61c Verringerung der EEG-Umlage bei hocheffizienten KWK-Anlagen

§ 61d Verringerung der EEG-Umlage bei hocheffizienten neueren KWK-Anlagen“.

d) Die Angabe zu § 80a wird wie folgt gefasst:

„§ 80a Kumulierung“.

e) Die bisherigen Angaben zu den §§ 61c bis 61g werden die Angaben zu den §§ 61e bis 61i.

f) Die bisherigen Angaben zu den §§ 61i bis 61k werden die Angaben zu den §§ 61j bis 61l.

g) Nach der Angabe zu § 62 wird folgende Angabe eingefügt:

„§ 62a Messung und Schätzung“.

2. Nach § 3 Nummer 47 wird folgende Nummer 47a eingefügt:

„47a. „Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung“ der Quotient aus der kalenderjährlichen Stromerzeugung in Kilowattstunden zur Eigenversorgung und der installierten Leistung der KWK-Anlage in Kilowatt in entsprechender Anwendung von Nummer 31,“

3. Dem § 9 wird folgender Absatz 8 angefügt:

„(8) Betreiber von Windenergieanlagen an Land und auf See müssen ihre Anlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung ausstatten. Diese Pflicht nach Satz 1 gilt für Windenergieanlagen an Land und auf See, die

1. nach dem … [einfügen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 20 Absatz 1] in Betrieb gegangen sind, ab dem 1. Januar 2020 und
2. vor dem … [einfügen: Tag vor dem Inkrafttreten nach Artikel 20 Absatz 1] in Betrieb gegangen sind, ab dem 1. Januar 2021.

Die Pflicht nach Satz 1 kann durch eine Einrichtung zur Nutzung von Signalen von Transpondern von Luftverkehrsfahrzeugen erfüllt werden. Von der Pflicht nach Satz 1 kann die Bundesnetzagentur auf Antrag im Einzelfall insbesondere für kleine Windparks Ausnahmen zulassen, sofern die Erfüllung der Pflicht wirtschaftlich unzumutbar ist.“

4. § 11 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 1 werden die Wörter „vorbehaltlich des § 14“ durch die Wörter „vorbehaltlich des § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.

b) Die Absätze 3 und 4 werden aufgehoben.

c) Absatz 5 wird Absatz 3.

5. Die §§ 14, 15 und 18 werden aufgehoben.

6. In § 20 Absatz 4 werden die Wörter „zum Einspeisemanagement nach § 14“ durch die Wörter „zu Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.

7. In § 27a Satz 2 Nummer 5 wird die Angabe „§ 14 Absatz 1“ durch die Wörter „§ 13 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.

8. § 28 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Bei Windenergieanlagen an Land ist das Ausschreibungsvolumen

1. im Jahr 2017

a) zu dem Gebotstermin am 1. Mai 800 Megawatt zu installierender Leistung und

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

b) zu den Gebotsterminen am 1. August und 1. November jeweils 1 000 Megawatt zu installierender Leistung,

2. im Jahr 2018 zu den Gebotsterminen am 1. Februar, 1. Mai, 1. August und 1. Oktober jeweils 700 Megawatt zu installierender Leistung,

3. im Jahr 2019

a) zu den Gebotstermin am 1. Februar 700 Megawatt zu installierender Leistung,

b) zu den Gebotstermin am 1. Mai und 1. August jeweils 650 Megawatt zu installierender Leistung und

c) zu dem Gebotstermin am 1. Oktober 675 Megawatt zu installierender Leistung,

4. im Jahr 2020 zu den Gebotsterminen am 1. Februar, 1. Juni und 1. Oktober jeweils 900 Megawatt zu installierender Leistung,

5. im Jahr 2021

a) zu den Gebotstermin am 1. Februar und am 1. Juni jeweils 900 Megawatt zu installierender Leistung und

b) zu den Gebotstermin am 1. Oktober 850 Megawatt zu installierender Leistung,

6. ab dem Jahr 2022

a) zu dem jährlichen Gebotstermin am 1. Februar jeweils 1 000 Megawatt zu installierender Leistung,

b) zu den jährlichen Gebotsterminen am 1. Juni und 1. Oktober jeweils 950 Megawatt zu installierenden Leistung.

In den Jahren 2019 bis 2021 führt die Bundesnetzagentur zusätzlich Sonderausschreibungen für Windenergieanlagen an Land durch. Das Ausschreibungsvolumen der Sonderausschreibungen beträgt

1. im Jahr 2019 zu den Gebotsterminen am 1. September und am 1. Dezember jeweils 500 Megawatt zu installierender Leistung,

2. im Jahr 2020 zu den Gebotsterminen am 1. März und 1. Juli jeweils 300 Megawatt zu installierender Leistung und zu den Gebotsterminen am 1. September und 1. Dezember jeweils 400 Megawatt zu installierender Leistung,

3. im Jahr 2021 zu den Gebotsterminen am 1. März, 1. Juli, am 1. September und 1. Dezember jeweils 400 Megawatt zu installierender Leistung.“

b) Absatz 1a wird wie folgt gefasst:

„(1a) Das Ausschreibungsvolumen nach Absatz 1 verringert sich ab dem Jahr 2020 jeweils

1. um die Summe der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land, die bei einer Ausschreibung eines anderen Mitgliedstaates der Europäischen Union in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr im Bundesgebiet bezuschlagt worden sind,

2. um die Summe der installierten Leistung der Pilotwindenergieanlagen an Land nach § 22a, die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr ihren Anspruch nach § 19 Absatz 1 erstmals geltend machen durften, und

3. um die Hälfte der Summe der installierten Leistung, die bei einer Ausschreibung aufgrund einer Rechtsverordnung nach § 88c im jeweils vorangegangen Kalenderjahr bezuschlagt worden ist.

In den Kalenderjahren 2019 bis 2021 wird das Ausschreibungsvolumen, für das in einem Kalenderjahr keine Zuschläge erteilt werden konnte, mit Wirkung zum jeweils dritten darauffolgenden Kalenderjahr auf das Ausschreibungsvolumen übertragen. Die Bundesnetzagentur stellt jährlich bis spätestens zum 2. März die Differenz der installierten Leistung nach den Sätzen 1, 2 und 3 für jedes Kalenderjahr fest

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

und verteilt diese Menge, um die sich das Ausschreibungsvolumen erhöht oder verringert, gleichmäßig auf die folgenden Ausschreibungen im Kalenderjahr.“

c) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Bei Solaranlagen ist das Ausschreibungsvolumen

1. in den Jahren 2017 und 2018 zu den jährlichen Gebotsterminen am 1. Februar, 1. Juni und 1. Oktober jeweils 200 Megawatt zu installierender Leistung,
2. im Jahr 2019
   a) zum Gebotstermin am 1. Februar 175 Megawatt zu installierender Leistung und
   b) zu den Gebotsterminen am 1. Juni und 1. Oktober jeweils 150 Megawatt zu installierender Leistung,
3. im Jahr 2020
   a) zum Gebotstermin am 1. Februar 100 Megawatt zu installierender Leistung und
   b) zu den Gebotsterminen am 1. Juni und 1. Oktober jeweils 150 Megawatt zu installierender Leistung,
4. im Jahr 2021
   a) zum Gebotstermin am 1. Februar 150 Megawatt zu installierender Leistung und
   b) zu den Gebotsterminen am 1. Juni und 1. Oktober jeweils 100 Megawatt zu installierender Leistung,
5. ab dem Jahr 2022 zu den jährlichen Gebotsterminen am 1. Februar, 1. Juni und 1. Oktober jeweils 200 Megawatt zu installierender Leistung.

In den Jahren 2019 bis 2021 führt die Bundesnetzagentur Sonderausschreibungen für Solaranlagen durch. Das Ausschreibungsvolumen der Sonderausschreibungen beträgt

1. im Jahr 2019 zu den Gebotsterminen am 1. September 500 Megawatt und am 1. Dezember jeweils 500 Megawatt zu installierender Leistung,
2. im Jahr 2020 zu den Gebotsterminen am 1. März und 1. Juli jeweils 300 Megawatt zu installierender Leistung und zu den Gebotsterminen am 1. September und 1. Dezember jeweils 400 Megawatt zu installierender Leistung,
3. im Jahr 2021 zu den Gebotsterminen am 1. März, 1. Juli, am 1. September und 1. Dezember jeweils 400 Megawatt zu installierender Leistung.“

d) Absatz 2a wird wie folgt gefasst:

„(2a) Das Ausschreibungsvolumen nach Absatz 2 verringert sich ab dem Jahr 2020 jeweils

1. um die Summe der installierten Leistung der Solaranlagen, die bei einer Ausschreibung eines anderen Mitgliedsstaates der Europäischen Union in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr im Bundesgebiet bezuschlagt worden sind,
2. um die Summe der installierten Leistung der Freiflächenanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist, und die im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr an das Register als in Betrieb genommen gemeldet worden sind, und
3. um die Hälfte der Summe der installierten Leistung, die bei einer Ausschreibung aufgrund einer Rechtsverordnung nach § 88c im jeweils vorangegangen Kalenderjahr bezuschlagt worden ist.

In den Kalenderjahren 2019 bis 2021 wird das Ausschreibungsvolumen, für das in einem Kalenderjahr keine Zuschläge erteilt werden konnten oder für die keine Zweitsicherheiten hinterlegt worden sind, mit Wirkung zum jeweils dritten darauffolgenden Kalenderjahr auf das Ausschreibungsvolumen übertragen. Die Bundesnetzagentur stellt jährlich bis spätestens zum 2. März die Differenz der installierten

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Leistung nach den Sätzen 1, 2 und 3 für jedes Kalenderjahr fest und verteilt diese Menge, um die sich das Ausschreibungsvolumen erhöht oder verringert, gleichmäßig auf die folgenden Ausschreibungen im Kalenderjahr.“

e) § 28 Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Bei Biomasseanlagen beträgt das Ausschreibungsvolumen zu dem jährlichen Gebotstermin am 1. Mai

1. im Jahr 2019 150 Megawatt zu installierender Leistung und
2. in den Jahren 2020 bis 2022 jeweils 200 Megawatt zu installierender Leistung.

Die Bundesregierung legt rechtzeitig einen Vorschlag für das jährliche Ausschreibungsvolumen für die Jahre ab 2023 vor.“

f) Absatz 5 wird wie folgt gefasst:

„(5) Bei den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen nach § 39i ist das Ausschreibungsvolumen

1. in den Jahren 2019 bis 2021 zu dem Gebotstermin 1. April und 1. November jeweils 200 Megawatt zu installierender Leistung und
2. im Jahr 2022 zu dem Gebotstermin 1. April das Ausschreibungsvolumen aus dem Jahr 2021, für das in der Innovationsausschreibung nach § 39j keine Zuschläge erteilt werden konnten.“

g) Absatz 6 wird wie folgt gefasst:

„(6) Bei den Innovationsausschreibungen nach § 39j beträgt das Ausschreibungsvolumen

1. im Jahr 2019 zu dem Gebotstermin 1. September 250 Megawatt zu installierender Leistung,
2. im Jahr 2020 zu dem Gebotstermin 1. September 400 Megawatt zu installierender Leistung und
3. im Jahr 2021 zu dem Gebotstermin 1. September 500 Megawatt zu installierender Leistung.

Das Ausschreibungsvolumen nach Satz 1 erhöht sich jeweils um das Ausschreibungsvolumen der Innovationsausschreibungen, für das in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr keine Zuschläge erteilt werden konnten. Abweichend von Satz 1 wird das Ausschreibungsvolumen, für das in der Innovationsausschreibung aus dem Jahr 2021 keine Zuschläge erteilt werden konnten, auf das Ausschreibungsvolumen der gemeinsamen Ausschreibung im Jahr 2022 übertragen.“

9. § 30 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b werden die Wörter „der juristischen Person“ durch die Wörter „des Bieters“ ersetzt.

b) In Absatz 2 werden die Wörter „mindestens“ durch die Wörter „mehr als“ ersetzt.

10. In § 30a Absatz 1 werden die Wörter „; Gebote müssen diesen Formatvorgaben entsprechen“ gestrichen.

11. § 36e wird wie folgt geändert:

a) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Für Windenergieanlagen an Land, die zu den Gebotsterminen zum 1. Februar 2019, 1. Juni 2019 oder 1. August 2019 den Zuschlag erhalten haben, erlischt der Zuschlag bereits 24 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind.“

b) In Absatz 2 Nummer 2 werden nach dem Wort „Genehmigung“ die Wörter „nach Nummer 1 in diesem Zusammenhang“ gestrichen.

12. Dem § 36h wird folgender Absatz 5 angefügt:

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

„(5) Die anzulegenden Werte nach den Absätzen 1 und 2 werden auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Höhe der anzulegenden Werte aufgrund einer erneuten Anpassung nach den Absätzen 1 und 2 sind die ungerundeten Werte zugrunde zu legen."

13. § 37b wird wie folgt geändert

    a) Die Absatzbezeichnung „(1)" wird gestrichen.

    b) Absatz 2 wird aufgehoben.

14. § 39i Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

    „(1) Die Bundesnetzagentur führt in den Jahren 2018 bis 2022 gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen durch."

15. § 39j wird wie folgt geändert:

    a) In Absatz 1 Satz 1 werden die Wörter „2018 bis 2020" durch die Wörter „2019 bis 2021" ersetzt.

    b) Nach Absatz 1 wird folgender Absatz 2 eingefügt:

    „(2) Die Betreiber von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen, die aufgrund eines Zuschlags im Rahmen der Innovationausschreibung im Jahr 2019 einen Anspruch auf eine Marktprämie haben, erhalten bei der Abregelung aufgrund von Netzengpässen abweichend von § 13a Absatz 2 Nummer 5 des Energiewirtschaftsgesetzes keinen finanziellen Ausgleich für die entgangene Marktprämie."

    c) Der bisherige Absatz 2 wird Absatz 3.

16. Der bisherige Absatz 3 wird Absatz 4 und nach den Wörtern „für die Jahre ab" wird die Angabe „2021" durch die Angabe „2022" ersetzt.

17. In § 48 Absatz 2 Nummer 3 werden die Wörter „11,09 Cent pro Kilowattstunde" durch die Wörter „8,33 Cent pro Kilowattstunde" ersetzt.

18. § 49 wird wie folgt geändert:

    a) In Absatz 1 Satz 1 werden nach der Angabe „§ 48" die Wörter „Absatz 1 und Absatz 2 Nummer 1 und 2" und nach der Angabe „1. Februar 2017" die Wörter „und der anzulegende Wert nach § 48 Absatz 2 Nummer 3 verringert sich ab dem 1. Januar 2019" eingefügt.

    b) Absatz 1 Satz 2 wird durch folgende Sätze ersetzt:

    „Die monatliche Absenkung nach Satz 1 wird jeweils zum 1. Februar, 1. Mai, 1. August und 1. November eines Jahres nach Maßgabe der Absätze 2 und 3 aufgrund des Brutto-Zubaus von Solaranlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist, angepasst. Zum Zweck der Anpassung ist der im sechsmonatigen Bezugszeitraum nach Absatz 4 registrierte Brutto-Zubau auf ein Jahr hochzurechnen (annualisierter Brutto-Zubau)."

    c) In den Absätzen 2 und 3 werden in den Satzteilen vor der Nummerierung jeweils die Wörter „den Wert von 2 500 Megawatt" durch die Wörter „, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist, den Wert von 1 900 Megawatt" ersetzt.

    d) Dem Absatz 5 wird folgender Satz angefügt:

    „Die installierte Leistung von Solaranlagen, die in den Sonderausschreibungen nach § 28 Absatz 2 Satz 2 und 3 bezuschlagt worden ist, wird von der nach Satz 1 ermittelten Summe der installierten Leistung abgezogen."

19. In § 52 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 wird das Wort „oder" durch ein Komma ersetzt und wird nach der Angabe „6" die Angabe „oder 8" eingefügt.

20. Dem § 55 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Abweichend von Satz 2 berechnet sich die Höhe der Pönale für Windenergieanlagen an Land, die einen Zuschlag im Jahr 2019 erhalten haben, aus der Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots abzüglich der vor

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Ablauf des 24. auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgenden Monats in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 30 Euro pro Kilowatt.“

21. In § 56 Nummer 1 werden nach dem Wort „vergüteten“ die Wörter „oder nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes bilanziell ausgeglichenen“ eingefügt.

22. In § 57 Absatz 2 Satz 2 und Absatz 3 Satz 2 wird jeweils die Angabe „Absatz 5“ durch die Angabe „Absatz 3“ ersetzt.

23. In § 58 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 wird das Wort „oder“ durch die Wörter „, die sie nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes als bilanziellen Ausgleich erhalten oder für die sie“ ersetzt.

24. In § 59 werden nach dem Wort „vergüteten“ die Wörter „oder nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes bilanziell ausgeglichenen“ eingefügt.

25. In § 60 Absatz 1 Satz 2 wird die Angabe „§§ 61k und 63“ durch die Angabe „§§ 61l und 63“ ersetzt.

26. § 61 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

    a) In Satz 1 werden die Wörter „§§ 61a bis 61e und § 61k“ durch die Wörter „§§ 61a bis 61g und § 61l“ ersetzt.

    b) In Satz 2 wird die Angabe „§§ 61g“ durch die Angabe „§§ 61i“ ersetzt.

27. § 61b wird durch die folgenden §§ 61b bis 61d ersetzt:

„§ 61b

Verringerung der EEG-Umlage bei Anlagen

Der Anspruch nach § 61 Absatz 1 verringert sich in einem Kalenderjahr auf 40 Prozent der EEG-Umlage für Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, wenn in dem Kalenderjahr in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt worden sind.

§ 61c

Verringerung der EEG-Umlage bei hocheffizienten KWK-Anlagen

(1) Der Anspruch nach § 61 Absatz 1 verringert sich bei einer Eigenversorgung auf 40 Prozent der EEG-Umlage, wenn der Strom in einer KWK-Anlage erzeugt worden ist, die

1. ausschließlich Strom auf Basis von gasförmigen Brennstoffen erzeugt,
2. hocheffizient im Sinn des § 53a Absatz 6 Satz 5 des Energiesteuergesetzes ist und
3. folgende Nutzungsgrade erreicht hat:
    a) in dem Kalenderjahr, für das die Verringerung der EEG-Umlage in Anspruch genommen werden soll, einen Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent nach § 53a Absatz 6 Satz 4 Nummer 1 des Energiesteuergesetzes oder
    b) in dem Kalendermonat, für den die Verringerung der EEG-Umlage in Anspruch genommen werden soll, einen Monatsnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent nach § 53a Absatz 6 Satz 4 Nummer 1 des Energiesteuergesetzes.

Satz 1 Nummer 1 ist nicht anzuwenden auf KWK-Anlagen, die von dem Letztverbraucher erstmals nach dem 31. Juli 2014, aber vor dem 1. Januar 2018 zur Eigenversorgung genutzt wurden.

(2) Für Strom aus KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung in entsprechender Anwendung von § 3 Nummer 31 von mehr als 1 Megawatt und bis einschließlich 10 Megawatt entfällt die Privilegierung nach Absatz 1, soweit die KWK-Anlage in einem Kalenderjahr eine Auslastung von mehr als 3 500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung aufweist. In diesen Fällen entfällt die Privilegierung auch für die ersten 3 500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung eines Kalenderjahres in dem Umfang, in dem die

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Auslastung der KWK-Anlage den Wert von 3 500 Vollbenutzungsstunden in diesem Kalenderjahr übersteigt. § 2 Nummer 14 zweiter Halbsatz des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ist entsprechend anzuwenden.

(3) Anstelle von Absatz 2 bleibt Absatz 1 anzuwenden, wenn der Strom in einer KWK-Anlage erzeugt worden ist, deren Betreiber ein Unternehmen einer Branche nach Anlage 4 Liste 1 ist. Die Branchenzugehörigkeit wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auf Antrag des KWK-Anlagenbetreibers festgestellt.

§ 61d

Verringerung der EEG-Umlage bei hocheffizienten neueren KWK-Anlagen

Der Anspruch nach § 61 Absatz 1 verringert sich bei einer Eigenversorgung in einer KWK-Anlage, die die Anforderungen nach § 61c Absatz 1 Nummer 2 und 3 erfüllt, für die ersten 3 500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung auf 40 Prozent der EEG-Umlage für Strom, der

1. nach dem 31. Dezember 2017 und vor dem 1. Januar 2019 verbraucht wird, wenn die KWK-Anlage von dem Letztverbraucher erstmals nach dem 31. Juli 2014 aber vor dem 1. Januar 2018 zur Eigenversorgung genutzt wurde,
2. nach dem 31. Dezember 2018 und vor dem 1. Januar 2020 verbraucht wird, wenn die KWK-Anlage von dem Letztverbraucher erstmals nach dem 31. Dezember 2015 aber vor dem 1. Januar 2018 zur Eigenversorgung genutzt wurde, und
3. der nach dem 31. Dezember 2019 und vor dem 1. Januar 2021 verbraucht wird, wenn die KWK-Anlage von dem Letztverbraucher erstmals nach dem 31. Dezember 2016 aber vor dem 1. Januar 2018 zur Eigenversorgung genutzt wurde.“

28. Der bisherige § 61c wird § 61e.
29. Der bisherige § 61d wird § 61f und in Absatz 1 wird die Angabe „§ 61c“durch die Angabe „§ 61e“ ersetzt.
30. Der bisherige § 61e wird § 61g und wird wie folgt geändert:
    a) In Absatz 1 wird die Angabe „§ 61c Absatz 1“ durch die Angabe „§ 61e Absatz 1“ ersetzt.
    b) In Absatz 2 Satz 1 und 2 wird jeweils die Angabe „§ 61d“ durch die Angabe „§ 61f“ ersetzt.
31. Der bisherige § 61f wird § 61h und wird wie folgt geändert:
    a) In Absatz 1 Satz 1 werden die Wörter „§ 61c Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a, nach § 61d Absatz 2 Nummer 1, nach § 61d Absatz 3 oder nach § 61d Absatz 4 Nummer 3 (ursprünglicher Letztverbraucher) ist, sind die §§ 61c bis 61e“ durch die Wörter „§ 61e Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a, nach § 61f Absatz 2 Nummer 1, nach § 61f Absatz 3 oder nach § 61f Absatz 4 Nummer 3 (ursprünglicher Letztverbraucher) ist, sind die §§ 61e bis 61g“ ersetzt.
    b) In Absatz 2 wird die Angabe „§§ 61d und 61e“ durch die Angabe „§§ 61f und 61g“ ersetzt.
32. Der bisherige § 61g wird § 61i und wird wie folgt geändert:
    a) In Absatz 1 wird die Angabe „61e“ durch die Angabe „61g“ ersetzt und wird das Wort „wenn“ durch das Wort „soweit“ ersetzt.
    b) In Absatz 2 Satz 1 wird die Angabe „61e“ durch die Angabe „61g“ ersetzt.
33. Der bisherige § 61h wird aufgehoben.
34. Der bisherige §§ 61i wird § 61j.
35. Der bisherige § 61j wird § 61k und wird wie folgt geändert:
    a) In Absatz 2 Satz 1 werden die Wörter „§ 61i Absatz 2 und 3“ durch die Wörter „§ 61j Absatz 2 und 3“ ersetzt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

b) In Absatz 3 Satz 1 und 2 wird jeweils die Angabe „§ 61i Absatz 5“ durch die Angabe „§ 61j Absatz 5“ ersetzt.

36. Der bisherige § 61k wird § 61l.

37. Nach § 62 wird folgender § 62a eingefügt:

„§ 62a

Messung und Schätzung

(1) Strommengen, für die die volle oder anteilige EEG-Umlage zu zahlen ist, sind durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen zu erfassen. Sofern für Strommengen nur eine anteilige oder keine EEG-Umlage zu zahlen ist oder die Zahlung verweigert werden kann, sind diese Strommengen von Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in anderer Höhe unterliegen, durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen abzugrenzen.

(2) Einer Abgrenzung von Strommengen durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen bedarf es abweichend von Absatz 1 Satz 2 nicht, wenn

1. für die gesamte Strommenge der innerhalb dieser Strommenge geltende höchste EEG-Umlagensatz geltend gemacht wird oder
2. die Abgrenzung technisch unmöglich oder mit unvertretbarem Aufwand verbunden ist und auch eine Abrechnung nach Nummer 1 aufgrund der Menge des privilegierten Stroms, für den in Ermangelung der Abgrenzung der innerhalb dieser Strommenge geltende höchste EEG-Umlagesatz anzuwenden wäre, nicht wirtschaftlich zumutbar ist.

(3) Stromverbräuche einer anderen Person sind den Stromverbräuchen des Letztverbrauchers zuzurechnen, wenn sie

1. geringfügig sind,
2. üblicherweise und im konkreten Fall nicht gesondert abgerechnet werden und
3. verbraucht werden
   a) in den Räumlichkeiten, auf dem Grundstück oder dem Betriebsgelände des Letztverbrauchers und
   b) im Fall einer gewerblichen Nutzung zur Erbringung einer Leistung des Anderen gegenüber dem Letztverbraucher oder des Letztverbrauchers gegenüber einer anderen Person.

(4) In den Fällen von Absatz 2 Nummer 2 sind die jeweiligen Strommengen durch eine Schätzung abzugrenzen. Diese Schätzung hat in sachgerechter und in einer für einen nicht sachverständigen Dritten jederzeit nachvollziehbaren und nachprüfbaren Weise zu erfolgen. Bei der Schätzung muss sichergestellt werden, dass auf die gesamte Strommenge nicht weniger EEG-Umlage gezahlt wird als im Fall einer Abgrenzung durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen. Die Anforderung nach Satz 3 ist insbesondere erfüllt, wenn bei den jeweils voneinander abzugrenzenden Strommengen mit unterschiedlicher EEG-Umlagehöhe zur Bestimmung der Strommenge, für die im Vergleich der höchste EEG-Umlagesatz anzuwenden ist, die maximale Leistungsaufnahme der betreffenden Stromverbrauchseinrichtung mit der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres multipliziert wird.

(5) Erfolgt eine Schätzung nach Absatz 4, muss die Endabrechnung nach § 74 Absatz 2 oder § 74a Absatz 2 um die folgenden Angaben ergänzt werden:

1. die Angabe, ob und welche Strommengen schätzweise abgegrenzt wurden,
2. die Höhe des EEG-Umlagesatzes, der für diese Strommengen jeweils zu zahlen ist,
3. die Art, maximale Leistungsaufnahme und Anzahl der Stromverbrauchseinrichtungen, in denen die nach Nummer 1 geschätzten Strommengen verbraucht wurden,
4. jeweils den Betreiber der nach Nummer 3 anzugebenden Stromverbrauchseinrichtungen,

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

5. in den Fällen des Absatz 2 Nummer 2 eine nachvollziehbare Begründung, weshalb die messtechnische Abgrenzung technisch unmöglich oder mit unvertretbarem Aufwand verbunden ist,

6. eine Darlegung der Methode der Schätzung, die umfassende Angaben enthält, wie im Sinn des Absatz 4 Satz 3 sichergestellt wird, dass aufgrund der Schätzung auf die gesamte Strommenge nicht weniger EEG-Umlage gezahlt wird als im Fall einer Abgrenzung durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen.

Sind die nach Satz 1 Nummer 3 und 4 zu tätigen Angaben nach den Umständen des Einzelfalls mit unvertretbarem Aufwand verbunden oder unmöglich, genügt insoweit die nachvollziehbare Begründung dieser Umstände, verbunden mit hinreichenden Angaben zur Plausibilisierung der nach Satz 1 Nummer 1 angegebenen Strommengen. Die Netzbetreiber können auf eine Übermittlung der Angaben nach Satz 1 Nummer 3 und 4 im Rahmen der Mitteilung nach § 74 Absatz 2 oder § 74a Absatz 2 verzichten; eine Nacherhebung bleibt unbenommen.

(6) Im Rahmen der §§ 61 bis 61l sowie im Rahmen von § 64 Absatz 5a darf bei der Berechnung der selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strommengen unabhängig davon, ob hierfür nach den Bestimmungen dieses Teils die volle, eine anteilige oder keine EEG-Umlage zu zahlen ist, Strom höchstens bis zu der Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall (Zeitgleichheit), berücksichtigt werden. Eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Ist-Erzeugung und des Ist-Verbrauchs bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall ist zur Erfüllung der Anforderung nach Satz 1 nur erforderlich, wenn nicht schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom höchstens bis zur Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall als selbst erzeugt und selbst verbraucht in Ansatz gebracht wird. Sofern in den Fällen von Absatz 2 Nummer 2 auch mittels einer Schätzung sichergestellt werden kann, dass nur Strom bis zur Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall als selbst erzeugt und selbst verbraucht in Ansatz gebracht wird, sind die Absätze 4 und 5 entsprechend anzuwenden.

(7) Für Strommengen, die nach dem 31. Dezember 2017 und vor dem 1. Januar 2020 verbraucht werden, kann im Fall fehlender mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen abweichend von Absatz 1 und unbeschadet der Absätze 2 bis 6 die Erfassung und Abgrenzung von Strommengen durch eine Schätzung in entsprechender Anwendung der Absätze 4 bis 6 erfolgen, wenn für Strommengen, die ab dem 1. Januar 2020 verbraucht werden, Absatz 1 eingehalten wird. Zum Nachweis der Einhaltung von Absatz 1 ist

1. für Strommengen, die im Rahmen der Endabrechnung für das Kalenderjahr 2018 schätzweise abgegrenzt werden, ein Messkonzept vorzulegen, mit dem für die Zukunft sichergestellt werden soll, dass Absatz 1 eingehalten wird, und

2. für Strommengen, die im Rahmen der Endabrechnung für das Kalenderjahr 2019 schätzweise abgegrenzt werden, eine Erklärung vorzulegen, mit der dargelegt wird, wie seit dem 1. Januar 2020 sichergestellt ist, dass Absatz 1 eingehalten wird.

Der Netzbetreiber, der zur Erhebung der EEG-Umlage berechtigt ist, kann verlangen, dass das nach Satz 2 Nummer 1 vorzulegende Messkonzept sowie dessen Eignung und die nach Satz 2 Nummer 2 erforderliche Darlegung bei Vorlage durch einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen genossenschaftlichen Prüfungsverband, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft wird. § 75 Satz 3 und 4 ist entsprechend anzuwenden.

(8) Die Erfüllung des Anspruchs auf Zahlung der EEG-Umlage kann verweigert werden, wenn und soweit

1. der Anspruch deshalb geltend gemacht wird, weil Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in unterschiedlicher Höhe unterliegen, nicht durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen erfasst oder abgegrenzt wurden und aus diesem Grund der innerhalb dieser Strommenge geltende höchste EEG-Umlagesatz auf die Gesamtmenge geltend gemacht wird,

2. die Strommengen vor dem 1. Januar 2018 verbraucht wurden,

3. die Abgrenzung der Strommengen in entsprechender Anwendung von Absatz 4 bis 6 erfolgt ist,

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

4. die EEG-Umlage für diese Strommengen entsprechend der Abgrenzung der Strommengen nach Nummer 3 geleistet worden ist und

5. für Strommengen, die ab dem 1. Januar 2020 verbraucht werden, Absatz 1 eingehalten wird; Absatz 7 Satz 2 Nummer 1 und Satz 3 und 4 ist entsprechend anzuwenden.

Satz 1 Nummer 5 gilt nicht in den Fällen des Absatzes 2 Nummer 2.

(9) Ausschließlich für die Zwecke des Antragsverfahrens nach den §§ 63 ff. sind die Absätze 1 bis 7 für den zu erbringenden Nachweis der selbst verbrauchten Strommengen mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass

1. nach Absatz 1 Satz 2 auch durch den Antragsteller selbstverbrauchte Strommengen von an Dritte weitergeleiteten Strommengen abzugrenzen sind,

2. es nach Absatz 2 Nummer 1 keiner Abgrenzung bedarf, wenn die gesamte Strommenge vom Antragsteller nicht als Selbstverbrauch geltend gemacht wird,

3. die Angaben nach Absatz 5 gegenüber dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zu tätigen sind und

4. eine Schätzung nach Absatz 7 nicht unter der Bedingung der Einhaltung von Absatz 1 ab dem 1. Januar 2020 steht und auch für Strommengen erfolgen kann, die nach dem 31. Dezember 2016 oder im Fall vom Kalenderjahr abweichenden Geschäftsjahren in dem letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr vor der Antragstellung verbraucht wurden.

Wurde eine nach Absatz 4 erfolgte Schätzung aufgrund von § 75 Satz 2 geprüft, muss im Antragsverfahren nach den §§ 63 bis 69a für die Bescheinigung nach § 64 Absatz 3 Nummer 1 Buchstabe c Doppelbuchstabe bb keine erneute Prüfung dieser Schätzung durch einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen genossenschaftlichen Prüfungsverband, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft vorgenommen werden. Ausschließlich für die Zwecke des Antragsverfahrens nach den §§ 63 bis 69a für die Begrenzungsjahre 2019 und 2020 wird unwiderlegbar vermutet, dass die Angabe zu selbstverbrauchten Strommengen richtig ist, soweit diese bereits in den Antragsverfahren zu den Begrenzungsjahren 2016 bis 2018 vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle geprüft und akzeptiert worden ist.“

38. In § 64 Absatz 4a wird die Angabe „§ 61e Absatz 1“ durch die Angabe „§ 61g Absatz 1“ ersetzt.

39. In § 66 Absatz 3 wird die Angabe „§ 61e Absatz 1“ durch die Angabe „§ 61g Absatz 1“ ersetzt.

40. § 72 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Nummer 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Buchstabe e wird die Angabe „§ 61i Absatz 2“ durch die Angabe „§ 61j Absatz 2“ ersetzt.

bb) In Buchstabe f wird die Angabe „§ 61i Absatz 2“ durch die Angabe „§ 61j Absatz 2“ und werden die Wörter „§ 61j Absatz 3 Satz 1“ durch die Wörter „§ 61k Absatz 3 Satz 1“ ersetzt.

b) In Absatz 3 wird die Angabe „§ 61i Absatz 2“ durch die Angabe „§ 61j Absatz 2“ ersetzt.

41. § 74 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Satz 3 wird die Angabe „§ 61k“ durch die Angabe „§ 61l“ und werden die Wörter „§ 61k Absatz 1b Nummer 1“ durch die Wörter „§ 61l Absatz 1b Nummer 1“ ersetzt.

b) Folgender Absatz 3 wird angefügt:

„(3) Sofern die Übertragungsnetzbetreibern Formularvorlagen zu Form und Inhalt der Übermittlung der Angaben nach den Absätzen 1 und 2 bereitstellen, müssen die Angaben unter Verwendung dieser Formularvorlagen übermittelt werden.“

42. § 74a wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 1 wird in dem Satzteil vor der Nummerierung die Angabe „§ 61i“ durch die Angabe „§ 61j“ ersetzt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Letztverbraucher und Eigenversorger, die Strom verbrauchen, der ihnen nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert worden ist, und die der Pflicht zur Zahlung der vollen oder anteiligen EEG-Umlage nach § 61 oder § 64 Absatz 5a unterliegen, müssen dem Netzbetreiber, der zur Erhebung der EEG-Umlage nach § 61j berechtigt ist, alle Angaben zur Verfügung stellen, die für die Endabrechnung der EEG-Umlage für das vorangegangene Kalenderjahr erforderlich sind.“

bb) In Satz 5 wird die Angabe „§ 61k“ durch die Angabe „§ 61l“ ersetzt und werden die Wörter „§ 61k Absatz 1b Nummer 1“ durch die Wörter „§ 61l Absatz 1b Nummer 1“ ersetzt.

c) In Absatz 3 Satz 1 wird in dem Satzteil vor der Nummerierung die Angabe „§§ 61 bis 61e“ durch die Angabe „§§ 61 bis 61g“ ersetzt.

d) Folgender Absatz 4 wird angefügt:

„(4) Sofern der Netzbetreiber, der zur Erhebung der EEG-Umlage nach § 61j berechtigt ist, Formularvorlagen zu Form und Inhalt der Übermittlung der Angaben nach den Absätzen 1 und 2 bereitstellt, müssen die Angaben unter Verwendung dieser Formularvorlagen übermittelt werden.“

43. Dem § 79 wird folgender Absatz 8 angefügt:

„(8) In Bezug auf Verwaltungsakte des Umweltbundesamtes, die nach Maßgabe einer auf der Grundlage des § 92 erlassenen Rechtsverordnung ergehen, findet ein Vorverfahren nach § 68 der Verwaltungsgerichtsordnung nicht statt.“

44. Dem § 79a wird folgender Absatz 11 angefügt:

„(11) In Bezug auf Verwaltungsakte des Umweltbundesamtes, die nach Maßgabe einer auf der Grundlage des § 92 erlassenen Rechtsverordnung ergehen, findet ein Vorverfahren nach § 68 der Verwaltungsgerichtsordnung nicht statt.“

45. § 80a wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§ 80a Kumulierung“.

b) Folgender Satz wird angefügt:

„Satz 1 ist im Rahmen des § 61c Absatz 1 und 2 entsprechend mit der Maßgabe anzuwenden, dass neben den direkten Zahlungen auch die vermiedenen Kosten aufgrund der verringerten EEG-Umlage zu berücksichtigen sind.“

46. In § 81 Absatz 2 Nummer 3 wird die Angabe „§§ 61 bis 61k“ durch die Angabe „§§ 61 bis 61l“ ersetzt.

47. § 85 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Nummer 3 wird wie folgt geändert:

aa) Buchstabe a wird aufgehoben:

bb) Buchstabe b wird Buchstabe a und nach dem Wort „vergüteten“ werden die Wörter „oder den nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes bilanziell ausgeglichenen“ eingefügt.

cc) Die Buchstaben c und d werden die Buchstaben b und c.

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) Folgende Nummer 1a wird eingefügt:

„1a. zu § 9 Absatz 8, insbesondere zur Verlängerung der Umsetzungsfristen in § 9 Absatz 8, wenn nicht innerhalb der Fristen nach § 9 Absatz 8 Satz 1 technische Einrichtungen nach § 9 Absatz 8 Satz 2 in einem ausreichenden Umfang am Markt angeboten werden.“

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

bb) Nummer 2 wird aufgehoben.

cc) Nummer 5 wird wie folgt geändert:

aaa) In dem Satzteil vor Buchstabe a werden die Wörter „§ 61k Absatz 1 und 1a“ durch die Wörter „§ 61l Absatz 1 und 1a“ ersetzt und wird die Angabe „§ 61k Absatz 1b“ durch die Angabe „§ 61l Absatz 1b“ ersetzt.

bbb) In Buchstabe a wird nach den Wörtern „die Privilegierung des“ die Angabe „§ 61l“ eingefügt und wird das Wort „Absatzes“ durch das Wort „Absatz“ ersetzt.

ccc) In Buchstabe b werden die Wörter „§ 61k Absatz 1 Satz 1“ durch die Wörter „§61l Absatz 1 Satz 1“ ersetzt.

ddd) In Buchstabe c werden die Wörter „§ 61k Absatz 1 Satz 2“ durch die Wörter „§ 61l Absatz 1 Satz 2“ ersetzt.

eee) In Buchstabe d werden die Wörter „§ 61k Absatz 1a Satz 2“ durch die Wörter „§ 61l Absatz 1a Satz 2“ ersetzt.

fff) In Buchstabe e werden die Wörter „§ 61k Absatz 1a Satz 3“ durch die Wörter „§ 61l Absatz 1a Satz 3“ ersetzt.

ggg) In Buchstabe f werden die Wörter „§ 61k Absatz 1b Satz 1 Nummer 1“ durch die Wörter „§ 61l Absatz 1b Satz 1 Nummer 1“ ersetzt.

48. § 85a wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden die Wörter „zum 1. Dezember eines Jahres“ gestrichen und werden die Wörter „in dem jeweils darauffolgenden Kalenderjahr“ durch die Wörter „in den jeweils folgenden vierundzwanzig Kalendermonaten“ ersetzt.

bb) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Die Anpassung nach Satz 1 darf innerhalb von vierundzwanzig Kalendermonaten nur einmal erfolgen.“

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Der Höchstwert soll gesenkt werden, wenn die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für den Strom, der mit der jeweiligen Technologie gewonnen wird, deutlich unter dem Höchstwert liegen. Der Höchstwert soll angehoben werden, wenn die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für mit der jeweiligen Technologie gewonnenen Strom über dem Höchstwert liegen.“

49. § 88a wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Nummer 15 wird die Angabe „§§ 56 bis 61k“ durch die Angabe „§§ 56 bis 61l“ ersetzt.

b) In Absatz 2 Nummer 3 werden die Wörter „§ 15 die Entschädigung“ durch die Wörter „§ 13a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes den angemessenen finanziellen Ausgleich“ ersetzt.

50. In § 88c Nummer 1 werden die Wörter „für ein Ausschreibungsvolumen von 400 Megawatt pro Jahr“ durch die Wörter „gemeinsame“ ersetzt.

51. § 88d wird wie folgt gefasst:

„§ 88d

Verordnungsermächtigung zu Innovationsausschreibungen

Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Innovationsausschreibungen nach § 39j einzuführen; hierfür kann sie Regelungen treffen

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

1. zu Verfahren und Inhalt der Ausschreibungen, insbesondere
   a) zu der Aufteilung des Ausschreibungsvolumens der Innovationsausschreibung in Teilmengen und dem Ausschluss von Anlagen, wobei insbesondere unterschieden werden kann
      aa) nach Regionen und Netzebenen,
      bb) nach Vorgaben aus Netz- und Systemsicht,
   b) zu der Bestimmung von Mindest- und Höchstgrößen von Teillosen,
   c) zu der Festlegung von Höchstwerten,
   d) zu der Preisbildung und dem Ablauf der Ausschreibungen und
   e) zu den Zuschlagsverfahren, insbesondere Regelungen, die Ausschreibungsvolumen bei Unterzeichnung in Abhängigkeit von der Gebotsmenge reduzieren,
2. abweichend von den §§ 19 bis 35a und §§ 51 bis 53a zu Art, Form, und Inhalt der durch einen Zuschlag zu vergebenden Zahlungsansprüche
   a) für elektrische Arbeit pro Kilowattstunde, insbesondere auch durch die Zahlung von technologieneutralen fixen Marktprämien und dem Ausschluss einer Zahlung bei negativen Preisen,
   b) für die Bereitstellung installierter oder bereitgestellter systemdienlicher Leistung in Euro pro Kilowatt,
   c) für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen als Zahlung für geleistete Arbeit oder die bereitgestellte Leistung,
3. zu besonderen Zuschlags- und Zahlungsanforderungen, mit denen der Innovationscharakter festgestellt wird, insbesondere
   a) zum Bau und Betrieb von netz- und systemdienlich ausgelegten Anlagen,
   b) zur Steigerung der Flexibilität der Anlagen,
   c) zur besseren Nutzung der Netzanschlusskapazität, insbesondere können von den Anlagenbetreibern auch Zahlungen für Netzkapazitäten verlangt werden,
   d) zu einem verstärkten Einsatz von Anlagen für Systemdienstleitungen,
   e) zu Ansätzen zur Minderung der Abregelung von Anlagen und
   f) zur Nachweisführung über das Vorliegen der Zuschlags- und Zahlungsvoraussetzungen,
4. zu den Anforderungen für die Teilnahme an den Ausschreibungen, insbesondere
   a) Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer stellen,
   b) Mindestanforderungen an die Anlagen stellen, insbesondere auch die Kombination von unterschiedlichen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien untereinander oder mit Speichern vorzuschreiben,
   c) Anforderungen an den Planungs- und Genehmigungsstand der Projekte stellen,
   d) Anforderungen zu der Art, der Form und dem Inhalt von Sicherheiten stellen, die von allen Teilnehmern an Ausschreibungen oder nur im Fall der Zuschlagserteilung zu leisten sind, um eine Inbetriebnahme und den Betrieb der Anlage sicherzustellen, und die entsprechenden Regelungen zur teilweisen oder vollständigen Zurückzahlung dieser Sicherheiten,
   e) festlegen, wie Teilnehmer an den Ausschreibungen die Einhaltung von Anforderungen nach den Buchstaben a bis d nachweisen müssen,
5. zu der Art, der Form und dem Inhalt der Zuschlagserteilung im Rahmen einer Ausschreibung und zu den Kriterien für die Zuschlagserteilung, insbesondere falls der Zuschlag nicht allein nach dem kostengünstigsten Gebot erteilt werden soll,

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

a) Wertungskriterien für die Beurteilung des Innovationscharakters sowie deren Einfluss auf die Zuschlagswahrscheinlichkeit,

b) Wertungskriterien für die Beurteilung des Beitrags zur Netz- und Systemdienlichkeit sowie deren Einfluss auf die Zuschlagswahrscheinlichkeit,

6. zu Anforderungen, die den Betrieb der Anlagen sicherstellen sollen, insbesondere wenn eine Anlage nicht oder verspätet in Betrieb genommen worden ist oder nicht in einem ausreichenden Umfang betrieben wird,

a) eine Untergrenze für die zu erbringende ausgeschriebene und bezuschlagte Leistung in Form von Arbeit oder Leistung,

b) eine Verringerung oder einen Wegfall der Zahlungen vorsehen, wenn die Untergrenze nach Buchstabe a unterschritten ist,

c) eine Pflicht zu einer Geldzahlung vorsehen und deren Höhe und die Voraussetzungen für die Zahlungspflicht zu regeln,

d) Kriterien für einen Ausschluss von Bietern bei künftigen Ausschreibungen regeln und

e) die Möglichkeit vorsehen, die im Rahmen der Ausschreibungen vergebenen Zuschläge nach Ablauf einer bestimmten Frist zu entziehen oder zu ändern und danach erneut zu vergeben, der die Dauer oder Höhe des Zahlungsanspruchs nach Ablauf einer bestimmten Frist zu ändern,

7. zu der Art, der Form und dem Inhalt der Veröffentlichungen und Bekanntmachung von Ausschreibungen, der Ausschreibungsergebnisse und der erforderlichen Mitteilungen an die Netzbetreiber,

8. zu Auskunftsrechten der Bundesnetzagentur gegenüber den Netzbetreibern und anderen Behörden, soweit dies für die Ausschreibungen erforderlich ist,

9. zu den nach den Nummern 1 bis 7 übermittelnden Informationen,

10. die Bundesnetzagentur zu ermächtigen, unter Berücksichtigung des Zwecks und Ziels nach § 1 Festlegungen zu den Ausschreibungen zu regeln, einschließlich der Ausgestaltung der Regelungen nach den Nummern 1 bis 8.“

52. § 92 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 1 Buchstabe a werden die Wörter „Übertragung und Entwertung“ durch die Wörter „Übertragung, Entwertung und Verwendung“ ersetzt.

b) Nummer 3 wird wie folgt geändert:

aa) Die Wörter „Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen“ werden durch die Wörter „Übertragung, Entwertung und Verwendung von Herkunftsnachweisen“ ersetzt.

bb) Die Wörter „Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen“ werden durch die Wörter „Übertragung, Entwertung und Verwendung von Regionalnachweisen“ ersetzt.

53. § 95 wird wie folgt geändert:

a) Nummer 1 wird aufgehoben.

b) Die Nummern 3 bis 5 werden die Nummern 1 bis 3.

c) In der neuen Nummer 1 werden die Wörter „§ 100 Absatz 2 Nummer 8“ durch die Wörter „§ 100 Absatz 2 Satz 1 Nummer 8“ ersetzt.

d) Nummer 6 wird Nummer 4 und wird wie folgt gefasst:

„4. in den in § 119 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Fällen und unter den in § 119 Absatz 3 bis 5 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Voraussetzungen zu regeln, dass die Pflicht zur Zahlung der vollen oder anteiligen EEG-Umlage nach § 60 oder § 61 auf bis zu 40 Prozent abgesenkt wird oder von einer nach § 60 oder § 61 gezahlten vollen oder anteiligen EEG-Umlage bis zu 60 Prozent erstattet werden.“

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

54. § 100 wird wie folgt geändert:

a) Nach Absatz 1 Satz 4 wird folgender Satz eingefügt:

„§ 52 Absatz 1 Nummer 1 und 2 und Absatz 3 ist bis zum 31. Dezember 2019 nicht für Strom aus Einrichtungen nach § 3 Nummer 1 zweiter Halbsatz anzuwenden, soweit der Anlagenbetreiber die Angaben für die Anlage, die für die Bestimmung der Höhe des Zahlungsanspruchs nach § 19 Absatz 3 Satz 3 maßgeblich ist, an das Register übermittelt hat.“

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert

aa) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aaa) In Nummer 3 Buchstabe b werden nach den Wörtern „in Betrieb genommen worden sind, ist“ die Wörter „vorbehaltlich der Sätze 2 und 3“ eingefügt.

bbb) In Nummer 10 werden in dem Satzteil vor Buchstabe a die Wörter „§ 66 Absatz 1 Nummer 1 bis 13“ durch die Wörter „§ 66 Absatz 1 Nummer 1 bis 5 und 6 bis 13“ ersetzt.

ccc) In Nummer 11 wird der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt.

ddd) Folgende Nummern 12 bis 14 werden angefügt:

„12. für Windenergieanlagen an Land, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, § 29 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden ist,

13. für Anlagen, die vor dem 1. Oktober 2020 in Betrieb genommen worden sind, § 11 und § 20 Absatz 4 in der ab dem 1. Oktober 2020 geltenden Fassung anzuwenden ist und die §§ 14 und 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 30. September 2020 geltenden Fassung ab dem 1. Oktober 2020 nicht mehr anzuwenden sind,

14. § 9 Absatz 7 und 8 in der am [Tag des Inkrafttretens nach Artikel 20 Absatz 1 dieses Gesetzes] geltenden Fassung anzuwenden ist.“

bb) In Satz 2 werden die Wörter „Satz 2 bis 8“ durch die Wörter „Satz 2 bis 9“ ersetzt.

cc) Folgender Satz wird angefügt:

„Davon erfasst sind im Fall des Satzes 1 Nummer 3 Buchstabe b alle Anlagen unabhängig davon, ob sie nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung oder nach § 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung in Verbindung mit § 6 Absatz 1 der Anlagenregisterverordnung gemeldet werden mussten.“

c) Absatz 7 Satz 2 wird aufgehoben.

d) Die folgenden Absätze 10 und 11 werden angefügt:

„(10) Für Strom aus Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen, für die der Zuschlag vor dem … [einsetzen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 20 Absatz 1 dieses Gesetzes] erteilt worden ist, sind die Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am … [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten nach Artikel 20 Absatz 1 dieses Gesetzes] geltenden Fassung anzuwenden mit der Maßgabe, dass § 9 Absatz 8 und § 85 Absatz 2 Nummer 1a anzuwenden sind.

(11) Für Solaranlagen, die vor dem … [einsetzen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 13 Absatz 1 dieses Gesetzes] in Betrieb genommen wurden, sind die Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am … [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten nach Artikel 20 Absatz 1 dieses Gesetzes] geltenden Fassung anzuwenden.“

55. § 104 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Satz 1 wird die Angabe „§ 61h Absatz 2“ durch die Angabe „§ 62a Absatz 5“ und die Angabe „§§ 61a, 61c und § 61d“ durch die Angabe „§§ 61a, 61e und § 61f“ ersetzt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

b) In Absatz 3 Satz 3 werden die Wörter „§ 100 Absatz 2 Nummer 1“ durch die Wörter „§ 100 Absatz 2 Satz 1 Nummer 11“ ersetzt.

c) Absatz 4 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 3 werden die Wörter „§ 61h Absatz 2 Satz 1“ durch die Wörter „§ 62a Absatz 6 Satz 1“ ersetzt.

bb) In Satz 4 Nummer 2 wird die Angabe „§ 61c oder § 61d“ durch die Angabe „§ 61e oder § 61f“ ersetzt.

d) Absatz 6 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 Nummer 1 wird die Angabe „§ 61d“ durch die Angabe „§ 61f“ ersetzt.

bb) In Satz 3 wird die Angabe „§§ 61g und 61h“ durch die Wörter „§§ 61i und 62a Absatz 1 und 6“ ersetzt.

e) Absatz 7 wird wie folgt gefasst:

„(7) § 61c Absatz 1 Satz 2 ist entsprechend anzuwenden für KWK-Anlagen, die vor dem 1. August 2014 erstmals Strom zur Eigenerzeugung erzeugt haben, deren erstmalige Nutzung zur Eigenversorgung durch den Letztverbraucher aber nach dem 31. Dezember 2017 erfolgt ist.“

f) Folgender Absatz 9 wird angefügt:

„(9) Die Bestimmungen des § 28 Absatz 5 und 6 dürfen erst nach der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission und nur nach Maßgabe der Genehmigung angewandt werden.“

56. In Anlage 2 Nummer 7.2 Buchstabe b werden die Wörter „nach § 14“ durch die Wörter „nach § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes oder nach § 14 Absatz 1 in Verbindung mit § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.

57. Anlage 3 Abschnitt I Nummer 5 wird wie folgt gefasst:

„5. Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie entfällt für zusätzlich installierte Leistung, die als Erhöhung der installierten Leistung der Anlage nach dem 31. Juli 2014 an das Register übermittelt wird, ab dem ersten Tag des 16. Kalendermonats, der auf den Kalendermonat folgt, in dem der von der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 93 veröffentlichte aggregierte Zubau der zusätzlich installierten Leistung durch Erhöhungen der installierten Leistung nach dem 31. Juli 2014 erstmals den Wert von 1 000 Megawatt übersteigt.“

Artikel 2

Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird nach der Angabe zu § 26b folgende Angabe eingefügt:

„§ 26c Messung und Schätzung.“

2. § 2 wird wie folgt geändert:

a) Nach Nummer 6 werden die folgenden Nummern 6a bis 6c eingefügt:

„6a. „Dampfsammelschienen“ Einrichtungen zur leitungsgebundenen Versorgung mit Dampf, an denen mindestens zwei Dampferzeuger und eine Dampfturbine oder ein Dampferzeuger und zwei Dampfturbinen angeschlossen sind; keine Dampfturbinen in diesem Sinn sind Dampfentspannungseinrichtungen sowie Endkundenanlagen,

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

6b. „Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen“ KWK-Anlagen, die über Dampfsammelschienen verfügen,

6c. „Dampfentspannungseinrichtungen“ an ein Wärmenetz angeschlossene Kondensationsturbinen, die im Regelbetrieb zur Dampfdruckregulierung des Wärmenetzes eingesetzt werden und bei denen der erzeugte Strom ein untergeordnetes Nebenprodukt aus Gründen der Energieeffizienz darstellt; Dampfentspannungseinrichtungen sind Bestandteil aller KWK-Anlagen, von denen sie Dampf beziehen; die insoweit zuzurechnende elektrische Leistung der Dampfentspannungseinrichtungen bemisst sich entsprechend dem Verhältnis der Dampferzeugungsleistung der jeweiligen KWK-Anlage zur Dampferzeugungsleistung sämtlicher Dampferzeuger, von denen die Dampfentspannungseinrichtungen Dampf beziehen,“.

b) Die bisherige Nummer 6a wird Nummer 6d und wird wie folgt gefasst:

„6d. „elektrische KWK-Leistung“ die elektrische Leistung einer KWK-Anlage, die unmittelbar mit der im KWK-Prozess höchstens auskoppelbaren Nutzwärme im Zusammenhang steht,“.

c) Der Nummer 8 wird folgende Nummer 8 vorangestellt:

„8. „Endkundenanlagen“ von einem Anderen betriebene Dampfturbinen, die für ihren Betrieb Dampf aus einem Wärmenetz beziehen und keinen Dampf in ein Wärmenetz ein- oder zurückspeisen; Endkundenanlagen sind Bestandteil aller KWK-Anlagen, von denen sie Dampf beziehen; die insoweit zuzurechnende elektrische KWK-Leistung und die elektrische Leistung der Endkundenanlagen bemessen sich entsprechend dem Verhältnis der Dampferzeugungsleistung der jeweiligen KWK-Anlage zur Dampferzeugungsleistung sämtlicher Dampferzeuger, von denen die Endkundenanlagen Dampf beziehen,“.

d) Die bisherige Nummer 8 wird Nummer 8a.

e) Nummer 9b wird aufgehoben.

f) In Nummer 10 Buchstabe c wird das Wort „Wärmenetz“ durch das Wort „Kältenetz“ ersetzt.

g) Nummer 18 wird wie folgt gefasst:

„18. „modernisierte KWK-Anlagen“ KWK-Anlagen, bei denen wesentliche die Effizienz bestimmende Anlagenteile erneuert worden sind und die Modernisierung eine Effizienzsteigerung bewirkt,“.

3. § 3 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 3 werden die Wörter „sowie die §§ 14 und 15“ gestrichen.

b) In Absatz 2 Satz 2 werden die Wörter „§ 11 Absatz 1 und 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „§ 11 Absatz 1 und 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

4. § 5 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b wird wie folgt gefasst:

„b) modernisierten KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 Megawatt bis einschließlich 50 Megawatt, wenn

aa) die Kosten der Modernisierung mindestens 50 Prozent der Kosten betragen, welche die Neuerrichtung einer KWK-Anlage mit gleicher elektrischer KWK-Leistung nach aktuellem Stand der Technik gekostet hätte, und

bb) die Modernisierung frühestens zehn Jahre nach der erstmaligen Aufnahme des Dauerbetriebs der KWK-Anlage oder nach der Wiederaufnahme des Dauerbetriebs einer bereits modernisierten KWK-Anlage erfolgt.“

5. § 6 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 werden in dem Satzteil vor Nummer 1 die Wörter „Absätze 2 bis 5“ durch die Wörter „Absätze 1a bis 4“ ersetzt.

b) Nach Absatz 1 wird folgender Absatz 1a eingefügt:

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

„(1a) Ein Anspruch nach Absatz 1 besteht für KWK-Strom aus modernisierten Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen auch dann, wenn die Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen

1. abweichend von Absatz 1 Nummer 2 und § 1 Absatz 2 Nummer 2 teilweise auch Strom auf Basis von festen Brennstoffen gewinnen und
2. über Vorrichtungen zur Messung und Bilanzierung der erzeugten Dampfmengen nach aktuellem Stand der Technik verfügen.

In den Fällen des Satzes 1 besteht der Anspruch auf Zahlung des Zuschlags ausschließlich für Strom, der auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen gewonnen wurde; die Abgrenzung dieses Stroms gegenüber anderem Strom, der in der Anlage erzeugt wird, hat gemäß den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu erfolgen.“

6. § 7 wird wie folgt geändert:

a) Nach Absatz 2 wird folgender Absatz 2a eingefügt:

„(2a) Bei Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 50 Megawatt ist Absatz 2 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass der Ersatz eines bestehenden Dampferzeugers, der Dampf auf Basis von Stein- oder Braunkohle erzeugt, dem Ersatz einer bestehenden KWK-Anlage gleichzustellen ist. In diesen Fällen wird der nach Absatz 2 erhöhte Zuschlag nur für den Anteil der förderfähigen Vollbenutzungsstunden nach § 8 Absatz 2 gewährt, der dem Anteil des ersetzten Dampferzeugers im Verhältnis zu den übrigen Dampferzeugern in der Anlage entspricht; die Abgrenzung des Stroms, für den der erhöhte Zuschlag gewährt wird, gegenüber anderem Strom, der in der Anlage erzeugt wird, hat nach aktuellem Stand der Technik zu erfolgen.“

b) Absatz 6 wird wie folgt gefasst:

„(6) Eine Kumulierung mit Investitionszuschüssen ist nicht zulässig. § 19 Absatz 7 Satz 2 der KWK-Ausschreibungsverordnung bleibt unberührt. Abweichend von Satz 1 ist für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 20 Kilowatt eine Kumulierung mit einem Investitionskostenzuschuss zulässig, wenn

1. der Fördergeber dieses Investitionskostenzuschussprogramms den Nachweis erbringt, dass auch bei der kumulierten Förderung aus dem Investitionskostenzuschuss und den Zuschlägen nach diesem Gesetz eine Überförderung ausgeschlossen ist, und
2. der Antragsteller zusammen mit dem Antrag auf Zulassung der KWK-Anlage gegenüber dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zusichert, dass er neben dem Investitionskostenzuschuss und den Zuschlägen nach diesem Gesetz für diese KWK-Anlage keine weitere Förderung in Anspruch nimmt.“

7. § 8 wird wie folgt geändert:

a) Die Absätze 1 und 2 werden wie folgt gefasst:

„(1) Für neue KWK-Anlagen wird der Zuschlag ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage gezahlt für

1. 60 000 Vollbenutzungsstunden für Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von bis zu 50 Kilowatt,
2. 30 000 Vollbenutzungsstunden für Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 50 Kilowatt.

(2) Für modernisierte KWK-Anlagen wird der Zuschlag ab Wiederaufnahme des Dauerbetriebs gezahlt für

1. 6 000 Vollbenutzungsstunden, wenn
   a) die Kosten der Modernisierung mindestens 10 Prozent der Kosten einer möglichen Neuerrichtung einer KWK-Anlage mit gleicher Leistung nach dem aktuellen Stand der Technik betragen,

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

b) die Modernisierung frühestens zwei Jahre nach der erstmaligen Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage oder nach der Wiederaufnahme des Dauerbetriebs der bereits modernisierten Anlage erfolgt und

c) die Anlage eine Dampfsammelschienen-KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von mehr als 50 Megawatt ist,

2. 15 000 Vollbenutzungsstunden, wenn

a) die Kosten der Modernisierung mindestens 25 Prozent der Kosten einer möglichen Neuerrichtung einer KWK-Anlage mit gleicher Leistung nach dem aktuellen Stand der Technik betragen und

b) die Modernisierung frühestens fünf Jahre nach der erstmaligen Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage oder nach der Wiederaufnahme des Dauerbetriebs der bereits modernisierten Anlage erfolgt,

3. 30 000 Vollbenutzungsstunden, wenn

a) die Kosten der Modernisierung mindestens 50 Prozent der Kosten einer möglichen Neuerrichtung einer KWK-Anlage mit gleicher Leistung nach dem aktuellen Stand der Technik betragen und

b) die Modernisierung frühestens zehn Jahre nach der erstmaligen Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage oder nach der Wiederaufnahme des Dauerbetriebs der bereits modernisierten Anlage erfolgt.“

b) Absatz 3 wird aufgehoben.

c) Absatz 4 wird Absatz 3.

d) Absatz 5 wird Absatz 4 und folgender Satz wird angefügt:

„Der Zuschlag nach § 7 Absatz 2a wird ab dem Zeitpunkt gezahlt, zu dem der bestehende Dampferzeuger die Erzeugung vollständig eingestellt hat.“

8. In § 8c Satz 1 Nummer 1 bis 5 wird jeweils das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.

9. § 8d wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 2 wird die Angabe „§§ 61a bis 61e“ durch die Angabe „§§ 61a bis 61g“ ersetzt.

b) In Absatz 2 wird die Angabe „§ 61b Nummer 2“ durch die Angabe „§ 61c“ ersetzt.

10. In § 12 Absatz 5 Nummer 2 wird das Wort „für“ gestrichen.

11. § 13 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In dem Satzteil vor Nummer 1 werden nach der Angabe „2 Megawatt“ die Wörter „bis zu einer elektrischen Leistung von einschließlich 300 Megawatt“ eingefügt.

bb) In Nummer 1 werden die Wörter „die Anlagen der Lieferung von Strom und Wärme an Dritte dienen“ durch die Wörter „die Anlagen nahezu ausschließlich der Lieferung von Strom an Dritte über ein Netz der allgemeinen Versorgung oder ein geschlossenes Verteilernetz und von Wärme an Dritte dienen“ ersetzt.

cc) Folgender Satz wird angefügt:

„Das Erfordernis nach Satz 1 Nummer 1, den Strom nahezu ausschließlich an Dritte zu liefern, ist nicht für Strom anzuwenden, der in der KWK-Anlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn verbraucht wird (Kraftwerkseigenverbrauch).“

b) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Der Zuschlag beträgt für bestehende KWK-Anlagen

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

1. mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 2 Megawatt bis zu einer elektrischen Leistung von einschließlich 50 Megawatt 1,5 Cent/kWh,
2. mit einer elektrischen Leistung von mehr als 50 Megawatt bis einschließlich 100 Megawatt 1,3 Cent/kWh,
3. mit einer elektrischen Leistung von mehr als 100 Megawatt bis einschließlich 200 Megawatt 0,5 Cent/kWh,
4. mit einer elektrischen Leistung von mehr als 200 Megawatt bis einschließlich 300 Megawatt 0,3 Cent/kWh.

Eine Kumulierung mit Investitionskostenzuschüssen ist nicht zulässig.“

12. Nach § 26b wird folgender § 26c eingefügt:

„§ 26c

Messung und Schätzung

§ 62a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist im Rahmen der Erhebung der KWKG-Umlage entsprechend anzuwenden.“

13. Dem § 27a wird folgender Absatz 3 angefügt:

„(3) Beträgt bei einem Unternehmen die Begrenzung nach Absatz 1 bezogen auf das letzte Kalenderjahr 500 000 Euro oder mehr, ist § 74a Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass die Mitteilung an die Bundesnetzagentur bis zum 31. August des jeweiligen Folgejahres erfolgen muss.“

14. In § 27b wird die Angabe „§ 61k“ durch die Angabe „§ 61l“ ersetzt.
15. In § 30 Absatz 1 werden im Satzteil vor der Nummerierung nach den Wörtern „einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft,“ die Wörter „einem genossenschaftlichen Prüfungsverband,“ eingefügt.
16. In § 33 Absatz 1 Nummer 3 werden die Wörter „§ 26 Absatz 1 Satz 1“ durch die Angabe „§ 26 Absatz 1“ ersetzt.
17. § 33a wird wie folgt geändert:
    a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
        aa) In Nummer 4a werden die Wörter „zu regeln“ durch das Wort „dahingehend“ ersetzt.
        bb) In Nummer 6 Buchstabe b wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.
    b) In Absatz 2 Nummer 7 werden die Wörter „§ 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes die Entschädigung“ durch die Wörter „§ 13a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes den finanziellen Ausgleich“ ersetzt.
18. § 33b Absatz 1 wird wie folgt geändert:
    a) Nummer 2 wird wie folgt geändert:
        aa) In Buchstabe a wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.
        bb) In Buchstabe d werden die Wörter „und an die Verwendung der in dem innovativen KWK-System erzeugten Wärme“ gestrichen.
    b) In Nummer 3 Buchstabe h werden nach der Angabe „§ 8a Absatz 3“ die Wörter „zu regeln, dass“ eingefügt.
    c) In Nummer 5a werden die Wörter „zu regeln“ durch das Wort „dahingehend“ ersetzt.
19. § 35 wird wie folgt geändert:

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

a) In Absatz 6 werden die Wörter „§ 8 Absatz 3 Nummer 1“ durch die Wörter „§ 8 Absatz 2 Nummer 2“ ersetzt.

b) Absatz 14 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 Nummer 2 wird nach der Angabe „Nummer 18“ die Angabe „Buchstabe a“ gestrichen.

bb) Die folgenden Sätze werden angefügt:

„Satz 1 ist entsprechend anzuwenden für modernisierte KWK-Anlagen im Sinn des § 2 Nummer 18, die nicht dem Anwendungsbereich des § 5 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b unterfallen. Einer schriftlichen Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur bedarf es in den Fällen des Satzes 4 nicht.“

c) Die folgenden Absätze 16 und 17 werden angefügt:

„(16) Für Ansprüche der Betreiber von Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen auf Zahlung eines Zuschlags nach den §§ 6 bis 8a und 13 sind abweichend von § 2 Nummer 14 thermodynamisch abgrenzbare Einheiten einer Dampfsammelschienen-KWK-Anlage (Blöcke) einer KWK-Anlage im Sinn des Gesetzes gleichzustellen, wenn

1. die Dampfsammelschienen-KWK-Anlage vor dem 22. März 2018 zugelassen worden ist,
2. für das Vorhaben vor dem 22. März 2018 ein Vorbescheid beantragt worden und dieser bei Zulassung nicht erloschen ist,
3. für das Vorhaben vor dem 22. März 2018 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 18. Juli 2017 (BGBl. I. S. 2771) geändert worden ist, vorgelegen hat oder
4. vor dem 22. März 2018 eine verbindliche Bestellung der wesentlichen die Effizienz bestimmenden Anlagenteile im Sinn des § 2 Nummer 18 erfolgt ist.

Satz 1 ist nur anzuwenden, wenn die Betreiber der Blöcke dies beantragen. Satz 1 ist bis zum Erlöschen der bereits vor dem 22. März 2018 oder der nach Satz 1 Nummer 2 bis 4 erteilten Zulassung anzuwenden. Satz 1 ist auch auf eine Änderungszulassung anzuwenden, mit der eine bereits vor dem 22. März 2018 oder eine nach Satz 1 Nummer 2 bis 4 erteilte Zulassung geändert wird. Nach Erlöschen der bereits vor dem 22. März 2018 oder der nach Satz 1 Nummer 2 bis 4 erteilten Zulassung bestimmt sich die nach § 5 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b oder § 8 Absatz 2 Nummer 1 bis 3 für eine erneute Modernisierung der KWK-Anlage abzuwartende Karenzzeit nach der Investitionstiefe des vor dem 22. März 2018 oder nach Satz 1 zugelassenen Vorhabens. Die Karenzzeit beträgt wenigstens zwei Jahre ab der erstmaligen Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage oder ab der Wiederaufnahme des Dauerbetriebs einer bereits modernisierten Anlage. Satz 1 ist ferner nicht anzuwenden für die Bestimmung der Höhe des Fördersatzes bestehender KWK-Anlagen nach § 13 Absatz 3 unabhängig davon, ob eine Zulassung bereits erteilt worden ist.

(17) Die Bestimmung nach § 13 Absatz 3 Satz 1 darf erst nach der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission und nur nach Maßgabe der Genehmigung angewandt werden.“

Artikel 3

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808, 2018 I S. 472) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 3 wird wie folgt geändert:

a) Nach Nummer 21 wird folgende Nummer 21a eingefügt:

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

„21a. H-Gasversorgungsnetz
ein Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit H-Gas,“.

b) Nach Nummer 24b wird folgende Nummer 24c eingefügt:

„24c L-Gasversorgungsnetz
ein Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit L-Gas“.

2. § 11 wird wie folgt geändert:

a) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Der Ausbau eines L-Gasversorgungsnetzes ist nicht bedarfsgerecht im Sinne von Satz 1, wenn er aufgrund von Netzanschlüssen erfolgen muss, zu deren Einräumung der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes nicht nach den §§ 17 und 18 verpflichtet war.“

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 4 werden die Wörter „die §§ 11, 14 und 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „§ 11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

bb) In Satz 5 werden die Wörter „nach § 15 Absatz 2 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ gestrichen und nach den Wörtern „Kraft-Wärme-Kopplung“ die Wörter „bei der Ermittlung seiner Netzentgelte“ eingefügt.

3. § 13 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 2 werden nach den Wörtern „Einsatz von Regelenergie,“ die Wörter „Maßnahmen nach § 13a Absatz 1,“ eingefügt.

bb) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs sind abweichend von Satz 1 von mehreren geeigneten Maßnahmen nach Satz 1 Nummer 2 und 3 die Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen.“

b) Nach Absatz 1 werden die folgenden Absätze 1a bis 1c eingefügt:

„(1a) Im Rahmen der Auswahlentscheidung nach Absatz 1 Satz 2 sind die Verpflichtungen nach § 11 Absatz 1 und 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes einzuhalten, indem für Maßnahmen zur Reduzierung der Erzeugungsleistung von Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes kalkulatorische Kosten anzusetzen sind, die anhand eines für alle Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes einheitlichen kalkulatorischen Preises zu bestimmen sind. Der einheitliche kalkulatorische Preis ist so zu bestimmen, dass die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung der Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nur erfolgt, wenn dadurch in der Regel mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann (Mindestfaktor).

(1b) Im Rahmen der Auswahlentscheidung nach Absatz 1 Satz 2 sind die Verpflichtungen nach § 3 Absatz 1 und 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes einzuhalten, indem für Maßnahmen zur Reduzierung der Erzeugungsleistung von Anlagen im Sinn von § 3 Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes in Bezug auf die Erzeugung von KWK-Strom nach § 3 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes

1. die tatsächlichen Kosten anzusetzen sind, soweit für den KWK-Strom eine Zuschlagszahlung nach § 8a oder finanzielle Förderung nach § 8b des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes in Anspruch genommen werden oder eine vertragliche Vereinbarung nach Absatz 6a anzuwenden ist, und

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

2. kalkulatorische Kosten in entsprechender Anwendung von Absatz 1a anzusetzen sind, wenn kein Fall nach Nummer 1 vorliegt und die kalkulatorischen Kosten die tatsächlichen Kosten übersteigen, wobei der Mindestfaktor mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache beträgt.

(1c) Im Rahmen der Auswahlentscheidung nach Absatz 1 Satz 2 sind bei Maßnahmen zur Erhöhung der Erzeugungsleistung von Anlagen der Netzreserve nach § 13d kalkulatorische Kosten anzusetzen, die anhand eines für alle Anlagen einheitlichen kalkulatorischen Preises zu bestimmen sind. Übersteigen die tatsächlichen Kosten die kalkulatorischen Kosten, sind die tatsächlichen Kosten anzusetzen. Der einheitliche kalkulatorische Preis ist so zu bestimmen, dass ein Einsatz der Anlagen der Netzreserve in der Regel nachrangig zu dem Einsatz von Anlagen mit nicht vorrangberechtigter Einspeisung erfolgt und in der Regel nicht zu einer höheren Reduzierung der Wirkleistungserzeugung der Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes führt als bei einer Auswahlentscheidung nach den tatsächlichen Kosten. Der einheitliche kalkulatorische Preis entspricht mindestens dem höchsten tatsächlichen Preis, der für die Erhöhung der Erzeugungsleistung von Anlagen mit nicht vorrangberechtigter Einspeisung, die nicht zur Netzreserve zählen, regelmäßig aufgewendet wird.“

c) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden die Wörter „Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen“ durch die Wörter „Stromerzeugung, Stromtransite und Strombezüge“ ersetzt.

bb) In Satz 2 werden die Wörter „Stromeinspeisungen und Stromabnahmen“ durch die Wörter „Stromerzeugung und Strombezüge“ ersetzt.

d) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Soweit die Einhaltung der in den Absätzen 1 und 2 genannten Verpflichtungen die Beseitigung einer Gefährdung oder Störung verhindern würde, kann ausnahmsweise von ihnen abgewichen werden. Ein solcher Ausnahmefall liegt insbesondere vor, soweit die Betreiber von Übertragungsnetzen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf die Mindesteinspeisung aus bestimmten Anlagen angewiesen sind und keine technisch gleich wirksame andere Maßnahme verfügbar ist (netztechnisch erforderliches Minimum). Bei Maßnahmen nach den Absätzen 1 und 2 sind die Auswirkungen auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems auf Grundlage der von den Betreibern der Gasversorgungsnetze nach § 12 Absatz 4 Satz 1 bereitzustellenden Informationen angemessen zu berücksichtigen.“

e) In Absatz 6 Satz 1 wird nach der Angabe „Absatz 1“ die Angabe „Satz 1“ eingefügt.

f) Absatz 6a wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden in dem Satzteil vor Nummer 1 die Wörter „und Absatz 3 Satz 2“ durch die Wörter „und § 3 Absatz 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes“ ersetzt.

bb) In Satz 2 Nummer 1 wird nach der Angabe „§ 3 Absatz“ die Angabe „1 und“ eingefügt und werden die Wörter „und den §§ 14 und 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eine Maßnahme nach Absatz 1 Nummer 2 ist, die gegenüber den übrigen Maßnahmen nach Absatz 1 Nummer 2 nachrangig“ gestrichen und durch die Wörter „eine Maßnahme nach Absatz 1 Nummer 2“ ersetzt.

cc) In Satz 5 werden die Wörter „ § 14 Absatz 1 Satz 1 findet insoweit keine Anwendung“ gestrichen.

4. § 13a wird wie folgt geändert:

a) Die Absätze 1 und 2 werden durch die folgenden Absätze 1, 1a und 2 ersetzt:

„(1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, sind verpflichtet, auf Aufforderung durch Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden. Eine Anpassung umfasst auch die Aufforderung einer Einspeisung oder eines Bezugs aus Anlagen, die

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

1. derzeit keine elektrische Energie erzeugen oder beziehen und erforderlichenfalls erst betriebsbereit gemacht werden müssen oder
2. zur Erfüllung der Anforderungen einer Erzeugung oder eines Bezugs eine geplante Revision verschieben müssen.

(1a) Der Bilanzkreisverantwortliche der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestelle hat einen Anspruch auf einen bilanziellen Ausgleich der Maßnahme gegen den Übertragungsnetzbetreiber, der den Betreiber der Anlage nach Absatz 1 zur Anpassung aufgefordert oder die Anpassung durchgeführt hat. Der Übertragungsnetzbetreiber hat einen Anspruch gegen den Bilanzkreisverantwortlichen auf Abnahme des bilanziellen Ausgleichs. Die Sätze 1 und 2 gelten nicht für den Fall, dass der Übertragungsnetzbetreiber zur Erhöhung des Wirkleistungsbezugs aufgefordert hat. Der Übertragungsnetzbetreiber muss den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich über den geplanten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Anpassung unterrichten. Der Übertragungsnetzbetreiber muss den Bilanzkreisverantwortlichen und den Betreiber der Anlage nach Absatz 1 unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Anpassung unterrichten.

(2) Eine nach Absatz 1 Satz 1 vorgenommene Anpassung ist zwischen dem Betreiber des Übertragungsnetzes und dem Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie angemessen finanziell auszugleichen. Der finanzielle Ausgleich ist angemessen, wenn er den Betreiber der Anlage unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach Absatz 1a wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Ein angemessener finanzieller Ausgleich nach Satz 1 umfasst folgende Bestandteile, wenn und soweit diese durch die jeweilige Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs auf Anforderung des Betreibers eines Übertragungsnetzes verursacht worden sind:

1. die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Erzeugung (Erzeugungsauslagen) oder des Bezugs,
2. den Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Erzeugung oder des Bezugs (anteiligen Werteverbrauch),
3. die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten, wenn und soweit diese die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen,
4. die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 oder die Verschiebung einer geplanten Revision nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 und
5. im Fall der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung aus Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder von KWK-Strom im Sinne des § 3 Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen.

Ersparte Aufwendungen erstattet der Anlagenbetreiber an den zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes. Übersteigen die entgangenen Einnahmen eines Anlagenbetreibers nach Satz 3 Nummer 5 in einem Jahr ein Prozent seiner Einnahmen dieses Jahres, ist er ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Abweichend von Satz 2 ist der bilanzielle Ausgleich nach Absatz 1a nicht anzurechnen, wenn der Strom nach § 59 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu vermarkten ist.“

b) Absatz 5 wird wie folgt gefasst:

„(5) Maßnahmen nach Absatz 1 erfolgen in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Anlage eingebunden ist.“

5. § 13e wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 2 werden die Wörter „schrittweise ab dem Winterhalbjahr 2018/2019“ durch die Wörter „ab dem Winterhalbjahr 2019/2020“ ersetzt

bb) Folgender Satz wird angefügt:

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

„Für die Kapazitätsreserve steht die Reduktion des Wirkleistungsbezugs der Einspeisung von Wirkleistung gleich.“

b) In Absatz 2 Satz 2 wird die Angabe „2017“ durch die Angabe „2018“ ersetzt.

c) Absatz 2 Satz 3 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 werden die Wörter „ab dem Winterhalbjahr 2018/2019“ durch die Wörter „ab dem Winterhalbjahr 2019/2020“ ersetzt.

bb) In Nummer 2 werden die Wörter „ab dem Winterhalbjahr 2020/2021“ durch die Wörter „ab dem Winterhalbjahr 2021/2022“ ersetzt.

d) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 2 werden in dem Satzteil vor der Nummerierung die Wörter „nach Satz 3“ durch die Wörter „aufgrund einer Verordnung nach § 13h“ ersetzt.

bb) Satz 3 wird aufgehoben.

cc) In dem neuen Satz 4 wird die Angabe „Satz 4“ durch die Angabe „Satz 3“ ersetzt.

dd) In dem neuen Satz 5 wird die Angabe „Satz 4“ durch die Angabe „Satz 3“ ersetzt.

6. In § 13g Absatz 7 Satz 10 werden die Wörter „Satz 6 und 7“ durch die Wörter „Satz 5 und 6“ ersetzt.

7. § 13h wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 7 Buchstabe e wird das Wort „Erzeugungsanlagen“ durch das Wort „Anlagen“ ersetzt.

bb) In Nummer 10 werden nach den Wörtern „vergebenen Vergütung“ die Wörter „einschließlich der Vergütungsbestandteile“ eingefügt.

cc) Nummer 11 wird wie folgt gefasst:

„11. zu den Kosten, die den Betreibern von Anlagen der Kapazitätsreserve gesondert zu erstatten sind, zur Abgrenzung zwischen erstattungsfähigen Kostenpositionen, nicht erstattungsfähigen Kostenpositionen und Vergütungsbestandteilen sowie zur Abgeltung der Kosten durch einen pauschalen Vergütungssatz,“.

dd) Nummer 12 wird aufgehoben.

ee) Die Nummern 13 bis 15 werden die Nummern 12 bis 14.

ff) Nummer 16 wird Nummer 15 und nach den Wörtern „Anlagen der Kapazitätsreserve“ werden die Wörter „, einschließlich des Einsatzes geeigneter Anlagen der Kapazitätsreserve für die Netzreserve,“ eingefügt.

gg) Nummer 17 wird Nummer 16.

hh) Nummer 18 wird Nummer 17 und in Buchstabe b wird das Wort „Probeläufen“ durch das Wort „Probeabrufen“ ersetzt.

ii) Die Nummern 19 bis 24 werden die Nummern 18 bis 23.

b) In Absatz 2 werden die Wörter „Nummer 1 bis 21“ durch die Wörter „Nummer 1 bis 20“ ersetzt.

8. In § 13i wird nach Absatz 3 Nummer 1 Buchstabe f folgender Buchstabe g eingefügt:

„g) zur Berechnung des finanziellen Ausgleichs nach § 13a Absatz 2 Satz 3 Nummer 5,“.

9. § 13j wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) Nach Nummer 1 wird folgende Nummer 1a eingefügt:

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

„1a. in welchen Verfahren, Fristen und welcher Form die Unterrichtung nach § 13a Absatz 1a Satz 3 und 4 vorzunehmen ist,“.

bb) In Nummer 2 wird die Angabe „Satz 4“ durch die Angabe „Satz 1“ ersetzt.

b) In Absatz 4 werden die Wörter „für den Erbringungszeitraum ab 2018/2019“ gestrichen.

c) Die folgenden Absätze 5 und 6 werden angefügt:

„(5) Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegungen nach § 29 Absatz 1 insbesondere unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 frühestens mit Wirkung zum 1. Oktober 2020 nähere Bestimmungen treffen zu

1. einem abweichenden kalkulatorischen Mindestpreis nach § 13 Absatz 1c Satz 4,
2. der Bestimmung der kalkulatorischen Kosten und kalkulatorischen Preise nach § 13 Absatz 1a bis 1c und
3. dem bilanziellen Ausgleich nach § 13a Absatz 1a.

(6) Die Bundesnetzagentur erlässt durch Festlegungen nach § 29 Absatz 1 insbesondere unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 frühestens mit Wirkung zum 1. Oktober 2020 nähere Bestimmungen zu

1. dem Mindestfaktor nach § 13 Absatz 1a, wobei dieser nicht weniger als das Fünffache und nicht mehr als das Fünfzehnfache betragen darf und
2. dem Mindestfaktor nach § 13 Absatz 1b Nummer 2, wobei dieser nicht weniger als das Fünffache und nicht mehr als das Fünfzehnfache betragen darf.

Die Festlegung der Mindestfaktoren nach Satz 1 Nummer 1 und 2 erfolgt im Einvernehmen mit dem Umweltbundesamt.“

10. § 14 Absatz 1c wird wie folgt gefasst:

„(1c) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, auf Aufforderung eines Betreibers von Übertragungsnetzen oder eines nach Absatz 1 Satz 1 verantwortlichen Betreibers von Elektrizitätsverteilernetzen, in dessen Netz sie unmittelbar oder mittelbar technisch eingebunden sind, nach dessen Vorgaben und den dadurch begründeten Vorgaben eines Betreibers von vorgelagerten Elektrizitätsverteilernetzen in ihrem Elektrizitätsverteilernetz eigene Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 und 2 auszuführen; dabei sind die §§ 12 und 13 bis 13c entsprechend anzuwenden. Soweit aufgrund der Aufforderung nach Satz 1 strom- und spannungsbedingte Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs nach § 13a Absatz 1 durchgeführt werden, hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes einen Anspruch gegen den ihn auffordernden Netzbetreiber auf bilanziellen und finanziellen Ersatz entsprechend den Vorgaben nach Satz 1. Der ihn auffordernde Netzbetreiber hat einen Anspruch auf Abnahme des bilanziellen Ersatzes.“

11. § 17 wird wie folgt geändert:

a) Dem Absatz 1 werden die folgenden Sätze angefügt:

„Diese Pflicht besteht nicht für Betreiber eines L-Gasversorgungsnetzes hinsichtlich eines Anschlusses an das L-Gasversorgungsnetz, es sei denn, die beantragende Partei weist nach, dass ihr der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist. Hat die beantragende Partei diesen Nachweis erbracht, bleibt der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes berechtigt, den Anschluss an das L-Gasversorgungsnetz unter den Voraussetzungen von Absatz 2 zu verweigern. Die Sätze 2 und 3 sind nicht anzuwenden, wenn der Anschluss bis zum … [einsetzen: Datum des Inkrafttretens nach Artikel 13 Absatz 1 dieses Gesetzes] beantragt wurde.“

b) In Absatz 2 Satz 1 wird nach der Angabe „Absatz 1“ die Angabe „Satz 1“ eingefügt.

c) In Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 wird nach der Angabe „Absatz 1“ die Angabe „Satz 1“ eingefügt.

12. § 17f wird wie folgt geändert:

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

a) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„§ 62a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist im Rahmen der Erhebung des Aufschlags nach Satz 2 entsprechend anzuwenden.“

b) In Absatz 5 werden die Sätze 2 und 3 durch folgenden Satz ersetzt:

„Für den Aufschlag nach Satz 1 sind die §§ 26c bis 28 und § 30 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes entsprechend anzuwenden.“

13. § 18 Absatz 1 Satz 2 wird durch die folgenden Sätze ersetzt:

„Diese Pflichten bestehen nicht, wenn

1. der Anschluss oder die Anschlussnutzung für den Betreiber des Energieversorgungsnetzes aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist oder
2. ab dem … [einsetzen: Datum des Inkrafttretens nach Artikel 13 Absatz 1 dieses Gesetzes] der Anschluss an ein L-Gasversorgungsnetz beantragt wird und der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes nachweist, dass der beantragenden Partei auch der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist.

In der Regel sind die Kosten für die Herstellung eines Anschlusses an ein H-Gasversorgungsnetz wirtschaftlich zumutbar im Sinne von Satz 2 Nummer 2, wenn sie die Kosten für die Herstellung eines Anschlusses an ein L-Gasversorgungsnetz nicht wesentlich übersteigen. Satz 2 Nummer 2 und Satz 3 sind nicht anzuwenden, wenn der technische Umstellungstermin gemäß § 19a Absatz 1 Satz 5 im Gebiet des beantragten Anschlusses bereits zu veröffentlichen ist und der Gesamtbedarf an L-Gas in dem betreffenden L-Gasversorgungsnetz durch den Anschluss nur unwesentlich erhöht wird.“

14. § 19 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 werden nach dem Wort „Bedingungen“ die Wörter „und der allgemeinen technischen Mindestanforderungen nach Absatz 4“ eingefügt.

b) Dem Absatz 2 wird folgender Satz angefügt:

„Betreiber von Gasversorgungsnetzen, an deren Gasversorgungsnetz mehr als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind oder deren Netz über das Gebiet eines Landes hinausreicht, haben die technischen Mindestanforderungen rechtzeitig mit den Verbänden der Netznutzer zu konsultieren.“

c) In Absatz 3 Satz 3 wird die Angabe „Abs.“ durch das Wort „Absatz“ ersetzt.

d) Absatz 4 wird wie folgt gefasst:

„(4) Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen erstellen gemeinsam allgemeine technische Mindestanforderungen. Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. wird als beauftragte Stelle bestimmt, um die allgemeinen technischen Mindestanforderungen zu verabschieden

1. nach Artikel 7 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1),
2. nach Artikel 6 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (ABl. L 223 vom 18.8.2016, S. 10) und
3. nach Artikel 5 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/1447 der Kommission vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung (ABl. L 241 vom 8.9.2016, S. 1).“

e) Absatz 5 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden die Wörter „allgemeinen technischen“ gestrichen und werden nach dem Wort „Mindestanforderungen“ die Wörter „nach den Absätzen 1, 2 und 4“ eingefügt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

bb) In Satz 3 werden die Wörter „allgemeinen technischen“ gestrichen.

15. In § 54 Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 wird die Angabe „§§ 14“ durch die Wörter „§ 14 Absatz 1a, 1b und Absatz 2 sowie den §§ 14a“ ersetzt.

16. In § 59 Absatz 1 Satz 2 Nummer 5 werden die Wörter „sowie 13 bis 24“ durch die Wörter „sowie 12 bis 23“ und die Wörter „sowie 13 bis 21“ durch die Wörter „sowie 12 bis 20“ ersetzt.

17. § 63 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2a Satz 2 wird die Angabe „2018“ durch die Angabe „2020“ ersetzt.

b) In Absatz 3a Satz 1 werden nach den Wörtern „nach § 12 Absatz 5 Satz 1 Nummer 4“ die Wörter „und nach § 35 Absatz 1a“ eingefügt.

18. In § 95 Absatz 2 Satz 3 wird nach den Wörtern „einschließlich seiner“ das Wort „Unternehmsteile“ durch das Wort „Unternehmensteile“ ersetzt.

19. Dem § 118 werden die folgenden Absätze 25 und 26 angefügt:

„(25) Stromerzeugungsanlagen im Sinne der Verordnung (EU) 2016/631 sind als bestehend anzusehen, sofern sie bis zum 30. Juni 2020 in Betrieb genommen wurden und für sie vor dem 27. April 2019

1. eine Baugenehmigung oder eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz erteilt wurde oder,

2. der Anschluss an das Netz begehrt wurde und eine Baugenehmigung oder eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz nicht erforderlich ist.

Der Betreiber der Anlage kann auf die Einstufung als Bestandsanlage verzichten. Der Verzicht ist schriftlich gegenüber dem Netzbetreiber zu erklären.

(26) Auf Maßnahmen nach § 13 Absatz 1, die vor dem [einsetzen: Inkrafttreten dieses Gesetzes] durchgeführt worden sind, ist § 13a in der bis zum [einsetzen: Inkrafttreten dieses Gesetzes] geltenden Fassung anzuwenden. Für Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind und für KWK-Anlagen, die vor dem 1.Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, ist § 13a Absatz 2 Satz 3 Nummer 5 mit der Maßgabe anzuwenden, dass für die Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs 100 Prozent der entgangenen Einnahmen anzusetzen sind.“

20. § 119 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Satz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 werden die Wörter „§ 13 Absatz 1 und 2, § 14 Absatz 1 Satz 1 dieses Gesetzes und § 14 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „§ 13 Absatz 1 bis 2 und § 14 Absatz 1“ ersetzt.

bb) In Nummer 2 werden die Wörter „§ 13 Absatz 1 und 2 und § 14 Absatz 1 Satz 1 dieses Gesetzes und § 14 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „§ 13 Absatz 1 bis 2 und § 14 Absatz 1“ ersetzt.

b) Nach Absatz 1 wird folgender Absatz 1a eingefügt:

„(1a) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates in den in Absatz 1 genannten Fällen und unter den in den Absätzen 3 bis 5 genannten Voraussetzungen zu regeln, dass

1. bei Netzengpässen im Rahmen von § 13 Absatz 1 die Einspeiseleistung nicht durch die Reduzierung der Erzeugungsleistung der Anlage, sondern durch die Nutzung von Strom in einer zuschaltbaren Last reduziert werden kann, sofern die eingesetzte Last den Strombezug nicht nur zeitlich verschiebt und die entsprechende entlastende physikalische Wirkung für das Stromnetz gewahrt ist, oder

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

2. von der Berechnung der Entschädigung nach § 13a Absatz 2 Satz 3 Nummer 5 abgewichen werden kann.“

Artikel 4

Änderung des Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes

In § 1 Absatz 1 Satz 3 Nummer 3 des Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. August 2017 (BGBl. I S. 3290), werden die Wörter „§ 6 Absatz 9 des Windenergie-auf-See-Gesetzes“ durch die Wörter „§ 6 Absatz 9 Satz 1 des Windenergie-auf-See-Gesetzes“ ersetzt.

Artikel 5

Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

In § 66 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist, wird die Nummer 4 aufgehoben.

Artikel 6

Änderung der Stromnetzentgeltverordnung

Nach § 19 Absatz 2 Satz 15 der Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I. S. 2225), der die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 20. Juni 2018 (BGBl. I S. 865) 4 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503) geändert worden ist, wird folgender Satz eingefügt:

„§ 62a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist im Rahmen der Erhebung des Aufschlags nach Satz 15 entsprechend anzuwenden.“

Artikel 7

Änderung der Stromnetzzugangsverordnung

Die Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 19. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3988) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird nach der Angabe zu § 11 folgende Angabe eingefügt:

   „§ 11 Bilanzkreis für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Systemsicherheitsmaßnahmen“.

2. Nach § 11 wird folgender § 11a eingefügt:

„§ 11a

Bilanzkreis für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Systemsicherheitsmaßnahmen

(1) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, einen gesonderten Bilanzkreis für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes und den bilanziellen Ersatz nach § 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes zu führen.

(2) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes und den bilanziellen

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Ersatz nach § 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes ausschließlich über den Bilanzkreis nach Absatz 1 durchzuführen und den Bilanzkreis ausschließlich zu diesem Zweck einzusetzen.

(3) Soweit der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes den energetischen Ausgleich nach Absatz 2 mit Hilfe von Handelsgeschäften durchführt, sind diese an einer Strombörse eines nominierten Strommarktbetreibers gemäß Artikel 4 Nummer 1 der Verordnung (EU) Nr. 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (ABl. L 197 vom 25.7.2015, S.24) zu tätigen.“

Artikel 8

Änderung der Niederspannungsanschlussverordnung

Die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 16 Absatz 1 Satz 2 wird die Angabe „§ 18 Abs. 1 Satz 2“ durch die Wörter „§ 18 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1“ ersetzt.
2. In § 25 Absatz 1 Satz 2 wird die Angabe „§ 18 Abs. 1 Satz 2“ durch die Wörter „§ 18 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1“ ersetzt.

Artikel 9

Änderung der Niederdruckanschlussverordnung

Die Niederdruckanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477, 2485), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 16 Absatz 1 Satz 2 wird die Angabe „§ 18 Abs. 1 Satz 2“ durch die Wörter „§ 18 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1“ ersetzt.
2. In § 25 Absatz 1 Satz 2 wird die Angabe „§ 18 Abs. 1 Satz 2“ durch die Wörter „§ 18 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1“ ersetzt.

Artikel 10

Änderung der Netzreserveverordnung

In § 7 Absatz 2 der Netzreserveverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist, wird Satz 2 gestrichen.

Artikel 11

Änderung der SINTEG-Verordnung

Die SINTEG-Verordnung vom 14. Juni 2017 (BGBl. I S. 1653) wird wie folgt geändert:

1. In § 6 Absatz 2 Nummer 1 werden die Wörter „oder § 14 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ gestrichen.
2. § 9 wird wie folgt geändert:

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In dem Satzteil vor Nummer 1 werden die Wörter „die nach § 14 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „die wegen eines Engpasses nach § 13a Absatz 1 oder § 14 Absatz 1 in Verbindung mit § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.

bb) In Nummer 1 werden die Wörter „zum Einspeisemanagement“ durch die Wörter „nach § 13a Absatz 1 oder § 14 Absatz 1 in Verbindung mit § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden die Wörter „keine Entschädigung nach § 15 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „kein bilanzieller Ausgleich nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes und kein finanzieller Ausgleich nach § 13a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.

bb) In Satz 2 werden die Wörter „die entgangene Entschädigung“ durch die Wörter „den entgangenen bilanziellen und finanziellen Ausgleich“ ersetzt.

Artikel 12

Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung

Die Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 1 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 1 werden nach dem Wort „vergütenden“ die Wörter „oder nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes bilanziell auszugleichenden“ eingefügt.

b) In Absatz 4 werden nach dem Wort „vergüteten“ die Wörter „oder nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes bilanziell auszugleichenden“ eingefügt.

2. § 7 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 werden nach dem Wort „vergüteten“ die Wörter „oder nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes bilanziell ausgeglichenen“ eingefügt.

b) In Absatz 3 Satz 1 werden nach dem Wort „vergütenden“ die Wörter „oder nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes bilanziell ausgeglichenen“ eingefügt.

Artikel 13

Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung

Die Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 1 Nummer 1 werden nach dem Wort „vergüteten“ die Wörter „oder nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes bilanziell ausgeglichenen“ eingefügt.

2. § 14 Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) In dem Satzteil vor Nummer 1 werden nach den Wörtern „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“ die Wörter „und dem Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz“ eingefügt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

b) In Nummer 2 Buchstabe a werden die Wörter „Übertragung und Entwertung“ durch die Wörter „Übertragung, Entwertung und Verwendung“ ersetzt.

c) Nummer 4 wird wie folgt geändert:

aa) Die Wörter „Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen“ werden durch die Wörter „Übertragung, Entwertung und Verwendung von Herkunftsnachweisen“ ersetzt.

bb) Die Wörter „Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen“ werden durch die Wörter „Übertragung, Entwertung und Verwendung von Regionalnachweisen“ ersetzt.

Artikel 14

Änderung der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung

Die Verordnung zur grenzüberschreitenden Ausschreibung für Strom aus erneuerbaren Energien vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) wird wie folgt geändert:

1. In § 38 Absatz 2 Satz 4 Nummer 2 werden die Wörter „§ 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „§ 13a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.
2. In § 39 Absatz 2 Nummer 35 werden die Wörter „§ 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „§ 13a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.

Artikel 15

Änderung der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen

Die Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3167, 3180) wird wie folgt geändert:

1. § 4 wird wie folgt gefasst:

„§ 4

Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine

Das Ausschreibungsvolumen und die Gebotstermine der gemeinsamen Ausschreibungen sind in § 28 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes festgelegt.“

2. § 12 wird wie folgt gefasst:

§ 12

Höchstwerte für Strom aus Solaranlagen

„Der Höchstwert für Strom aus Solaranlagen entspricht in einem Gebotstermin der gemeinsamen Ausschreibungen dem zur Zeit der Bekanntmachung des Gebotstermins geltenden Höchstwert nach den §§ 29 und 37b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.“

Artikel 16

Änderung der KWK-Ausschreibungsverordnung

Die KWK-Ausschreibungsverordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3167) wird wie folgt geändert:

1. In § 2 Nummer 6 wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.
2. In § 3 Absatz 1 wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

3. § 8 wird wie folgt geändert:
   a) In Absatz 1 Nummer 5 wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.
   b) In Absatz 3 Satz 1 wird jeweils nach dem Wort „Kilowatt“ das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.
4. In § 10 Absatz 2 wird das Wort „installierter“ durch das Wort „elektrischer“ ersetzt.
5. In § 19 Absatz 2 Satz 4 wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ und das Wort „installierten“ durch das Wort „elektrischen“ ersetzt.
6. § 21 Absatz 2 wird wie folgt geändert:
   a) In Satz 1 Nummer 1 bis 4 wird jeweils das Wort „installierten“ durch das Wort „elektrischen“ ersetzt.
   b) In Satz 3 wird das Wort „installierter“ durch das Wort „elektrischer“ ersetzt.
7. In § 26 Absatz 2 Nummer 1 werden die Wörter „§ 8 Absatz 1 bis 4“ durch die Wörter „§ 8 Absatz 1 bis 3“ ersetzt.
8. § 27 wird wie folgt geändert:
   a) In Absatz 3 Nummer 20 werden die Wörter „§ 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „§ 13a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.
   b) In Absatz 4 Nummer 5 Buchstabe e wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.

Artikel 17

Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes

Das Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 19 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht werden in der Angabe zu Teil 4 nach den Wörtern „Windenergieanlagen auf See“ die Wörter „, die an das Netz angeschlossen werden,“ eingefügt.
2. In § 1 Absatz 2 Satz 1 und 3 werden jeweils nach den Wörtern „Windenergieanlagen auf See“ die Wörter „, die an das Netz angeschlossen werden,“ eingefügt.
3. § 3 wird wie folgt geändert:
   a) In den Nummern 3 und 4 werden jeweils nach den Wörtern „Windenergieanlagen auf See“ die Wörter „, die an das Netz angeschlossen werden,“ eingefügt.
   b) Nach Nummer 6 werden die folgenden Nummern 7 und 8 eingefügt:
      „7. „sonstige Energiegewinnungsanlage“ jede Anlage zur Erzeugung von Strom auf See aus anderen erneuerbaren Energien als Wind, insbesondere aus Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, oder zur Erzeugung anderer Energieträger, insbesondere Gas, oder anderer Energieformen, insbesondere thermischer Energie,
      8. „sonstige Energiegewinnungsbereiche“ Bereiche außerhalb von Gebieten, auf denen Windenergieanlagen auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, in räumlichem Zusammenhang errichtet werden können und die dem Zulassungsverfahren nach § 2 des Seeanlagengesetzes unterliegen,“.
   c) Die bisherigen Nummern 7 und 8 werden die Nummern 9 und 10.
4. Dem § 4 wird folgender Absatz 3 angefügt:

„(3) Der Flächenentwicklungsplan kann für Windenergieanlagen auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, Festlegungen mit dem Ziel treffen, die

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

praktische Erprobung und Umsetzung von innovativen Konzepten für nicht an das Netz angeschlossene Energiegewinnung räumlich geordnet und flächensparsam zu ermöglichen.“

5. § 5 wird wie folgt geändert:

   a) Nach Absatz 2 wird folgender Absatz 2a eingefügt:

      „(2a) Der Flächenentwicklungsplan kann sonstige Energiegewinnungsbereiche außerhalb von Gebieten für insgesamt 40 bis 70 Quadratkilometer festlegen. Im Küstenmeer können sonstige Energiegewinnungsbereiche nur festgelegt werden, wenn das zuständige Land eine Verwaltungsvereinbarung nach § 4 Absatz 1 Satz 3 mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie hierüber abgeschlossen und die sonstigen Energiegewinnungsbereiche als möglichen Gegenstand des Flächenentwicklungsplans ausgewiesen hat.“

   b) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

      aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „sowie 6 bis 11“ die Wörter „und Festlegungen nach Absatz 2a“ eingefügt.

      bb) Satz 2 wird wie folgt geändert:

         aaa) In Nummer 1 wird die Angabe „§ 17 Absatz 3“ durch die Angabe „§ 17 Absatz 1“ ersetzt.

         bbb) In Nummer 4 wird das Wort „oder“ am Ende durch ein Komma ersetzt.

         ccc) In Nummer 5 Buchstabe b wird der Punkt am Ende durch das Wort „oder“ ersetzt.

         ddd) Folgende Nummer 6 wird angefügt:

            „6. im Fall einer Festlegung nach Absatz 2a der sonstige Energiegewinnungsbereich in einem nach § 57 des Bundesnaturschutzgesetzes ausgewiesenen Schutzgebiet liegt.“

      cc) In Satz 3 wird die Angabe „§ 17 Absatz 3“ durch die Angabe „§ 17 Absatz 1“ ersetzt.

6. Dem § 6 Absatz 9 wird folgender Satz angefügt:

   „Er ist für die Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren nach den Bestimmungen des Teils 4 und nach den Bestimmungen des Seeanlagengesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2348) und der Seeanlagenverordnung vom 23. Januar 1997 (BGBl. I S. 57) verbindlich.“

7. In der Überschrift von Teil 4 werden nach den Wörtern „Windenergieanlagen auf See“ die Wörter „, die an das Netz angeschlossen werden“ eingefügt.

8. Dem § 44 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

   „Sie sind abweichend von Satz 1 nicht anzuwenden für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden; deren Errichtung, Betrieb und Änderung unterliegen dem Zulassungsverfahren nach § 2 des Seeanlagengesetzes.“

9. In § 51 Satz 2 wird die Angabe „§ 17 Absatz 3“ durch die Angabe „§ 17 Absatz 1“ ersetzt.

10. § 52 wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

      aa) In Satz 1 werden die Wörter „Die Planfeststellungsbehörde“ durch die Wörter „Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie“ ersetzt.

      bb) Die Sätze 2 und 3 werden wie folgt gefasst:

         „Diese Seegebiete müssen ernsthaft in Betracht kommen für die Errichtung von:

         1. Windenergieanlagen auf See oder sonstigen Energiegewinnungsanlagen nach den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 5 oder

         2. Offshore-Anbindungsleitungen, einschließlich Standorten und Suchräumen, grenzüberschreitende Seekabelsysteme oder Verbindungen der Netzanbindungssysteme untereinander

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

nach den Festlegungen des Bundesfachplans Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes oder des Flächenentwicklungsplans nach § 5.

Die Veränderungssperre darf nur solche Einrichtungen erfassen, die die Errichtung von Windenergieanlagen auf See oder sonstigen Energiegewinnungsanlagen behindern können oder Offshore-Anbindungsleitungen, grenzüberschreitende Seekabelsysteme oder Verbindungen der Netzanbindungssysteme untereinander behindern können."

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie legt die Dauer der Veränderungssperre fest. Sie gilt längstens für vier Jahre. Sie kann um weitere drei Jahre verlängert werden. Die Veränderungssperre ist auf der Internetseite des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie und in den Nachrichten für Seefahrer (Amtliche Veröffentlichung des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie) bekannt zu machen."

Artikel 18

Änderung des Seeanlagengesetzes

Das Seeanlagengesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2348) wird wie folgt geändert:

1. § 1 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

a) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In den Nummern 1 und 2 wird jeweils das Wort „und" durch das Wort „oder" ersetzt.

bb) In Nummer 3 werden nach den Wörtern „anderen wirtschaftlichen Zwecken" die Wörter „, insbesondere der Gewinnung von Energie aus Windenergieanlagen auf See ohne Netzanschluss und sonstigen Energiegewinnungsanlagen," eingefügt.

b) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:

„Zu den für den Betrieb erforderlichen Nebeneinrichtungen gehören auch andere Kabel als Offshore-Anbindungsleitungen, durch die Strom an Land abgeführt wird, wenn kein unmittelbarer oder mittelbarer Anschluss an das Netz nach § 3 Nummer 35 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfolgt."

2. § 2 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 werden die Wörter „Nummer 1 und 2" durch die Wörter „Nummer 1 bis 3" ersetzt.

b) Absatz 4 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Anlagen dürfen nur planfestgestellt, plangenehmigt oder genehmigt werden, wenn sie die Nutzung der im Bundesfachplan Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes festgelegten Räume für Windenergieanlagen auf See oder der im Flächenentwicklungsplan nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes festgelegten Gebiete, der Flächen zur Stromerzeugung aus Windenergie auf See sowie die Übertragung des Stroms und die Nutzung der im Flächenentwicklungsplan nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes festgelegten sonstigen Energiegewinnungsbereiche nicht wesentlich behindern."

3. § 3 wird wie folgt geändert:

a) Der Wortlaut wird Absatz 1 und in Satz 1 wird das Wort „Anträge" durch die Wörter „Planfeststellungs- oder Genehmigungsanträge" und in Satz 2 wird das Wort „vollständigen" durch das Wort „ausreichenden" ersetzt.

b) Folgender Absatz 2 wird angefügt:

„(2) Ein Antrag gilt als ausreichend im Sinne von Absatz 1, wenn er zumindest beinhaltet:

1. eine ausführliche Beschreibung des Vorhabens,

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

2. eine umfassende, zumindest auf der Auswertung von Literaturstudien beruhende Darstellung möglicher Auswirkungen auf die durch das Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange,
3. ein Konzept zur Ermittlung und Bewertung der Auswirkungen auf die durch das Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange und
4. einen nachvollziehbaren Zeit- und Maßnahmenplan für das weitere Verfahren bis zur Inbetriebnahme der Anlage.“

4. § 4 wird wie folgt geändert:
   a) Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 wird wie folgt gefasst:
      „4. den UVP-Bericht nach § 16 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung, sofern für das Vorhaben eine UVP-Pflicht besteht.“
   b) In Absatz 2 Satz 2 wird nach dem Wort „Planfeststellungsbehörde“ das Komma durch das Wort „und“ ersetzt und werden die Wörter „sowie durch Veröffentlichung in zwei überregionalen Tageszeitungen“ gestrichen.
5. § 5 wird wie folgt geändert:
   a) Absatz 3 wird aufgehoben.
   b) Der Absatz 4 wird Absatz 3 und folgender Satz wird angefügt:
      „Bei Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden, und sonstigen Energiegewinnungsanlagen, die nicht an das Netz angeschlossen werden, darf der Plan zudem nur festgestellt werden, wenn sich der Plan auf einen sonstigen Energiegewinnungsbereich nach § 3 Nummer 7 des Windenergie-auf-See-Gesetzes bezieht.“
   c) Der Absatz 5 wird Absatz 4 und wird wie folgt gefasst:
      „(4) Der Planfeststellungsbeschluss tritt außer Kraft, wenn
      1. Anlagen, die Gegenstand des Planfeststellungsbeschlusses sind, während eines Zeitraums von mehr als drei Jahren nicht mehr betrieben worden sind, oder
      2. ein Fall des § 75 Absatz 4 des Verwaltungsverfahrensgesetzes vorliegt.

      Das Außerkrafttreten des Planfeststellungsbeschlusses ist auf der Internetseite der Planfeststellungsbehörde und in den Nachrichten für Seefahrer (Amtliche Veröffentlichung des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie) bekannt zu machen.“
   d) Die Absätze 6 und 7 werden die Absätze 5 bis 6.
6. In § 6 Absatz 1 wird die Angabe „3 oder“ gestrichen.
7. § 9 wird wie folgt geändert:
   a) Absatz 1 Satz 2 und 3 wird wie folgt gefasst:
      „Diese Seegebiete müssen in Betracht kommen für die Errichtung von
      1. Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, nach den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes oder
      2. Offshore-Anbindungsleitungen, einschließlich Standorten und Suchräumen, grenzüberschreitende Seekabelsysteme oder Verbindungen der Netzanbindungssysteme untereinander nach den Festlegungen des Bundesfachplans Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes oder des Flächenentwicklungsplans nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Die Veränderungssperre darf nur solche Einrichtungen erfassen, die die Errichtung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, behindern können oder Offshore-Anbindungsleitungen, grenzüberschreitende Seekabelsysteme oder Verbindungen der Netzanbindungssysteme untereinander behindern können."

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie legt die Dauer der Veränderungssperre fest. Sie gilt längstens für vier Jahre. Sie kann um weitere drei Jahre verlängert werden. Die Veränderungssperre ist auf der Internetseite des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie und in den Nachrichten für Seefahrer (Amtliche Veröffentlichung des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie) bekannt zu machen."

Artikel 19

Änderung der Verordnung über die Flugsicherungsausrüstung der Luftfahrzeuge

In § 4 Absatz 5 Nummer 3 der Verordnung über die Flugsicherungsausrüstung der Luftfahrzeuge vom 26. November 2004 (BGBl. I S. 3093), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 16. Dezember 2016 (BGBl. I S. 2865) geändert worden ist, werden nach den Wörtern „bei Nacht im" die Wörter „nicht kontrollierten und" eingefügt.

Artikel 20

Änderung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes

Artikel 1 Nummer 8 Buchstabe c, Doppelbuchstabe bb des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503) wird aufgehoben.

Artikel 21

Inkrafttreten

(1) Dieses Gesetz tritt vorbehaltlich der Absätze 2 bis 4 am Tag nach der Verkündung in Kraft.

(2) Artikel 1 Nummer 54 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa Dreifachbuchstabe bbb und Doppelbuchstabe cc treten mit Wirkung vom 1. Januar 2017 in Kraft.

(3) Artikel 1 Nummer 1 Buchstabe e bis h, Nummer 3, 27 bis 44, 47, 48 Buchstabe b Doppelbuchstabe cc, Nummer 50 Buchstabe a und Nummer 55 Buchstabe a bis d, Artikel 2 Nummer 12, Artikel 3 Nummer 12 Buchstabe a, Artikel 6 und 17 treten mit Wirkung vom 1. Januar 2018 in Kraft.

(4) Artikel 2 Nummer 11 und 20 Buchstabe b soweit § 35 Absatz 17 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes betroffen ist und Artikel 3 Nummer 12 Buchstabe b treten mit Wirkung vom 1. Januar 2019 in Kraft.

(5) Artikel 1 Nummer 1 Buchstabe a und b, Nummer 4 bis 7, 21 bis 24, 47 Buchstabe a und b Doppelbuchstabe bb, Nummer 49 Buchstabe b, Nummer 54 Buchstabe b Dreifachbuchstabe bbb, Nummer 56, Artikel 2 Nummer 3 und 17 Buchstabe b, Artikel 3 Nummer 2 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa, Nummer 3 und 4, 8, 9 Buchstabe a, Nummer 10, 15, 20, die Artikel 5, 7, 10 bis 13 Nummer 1, Artikel 14 und 16 Nummer 8 Buchstabe a treten mit Wirkung vom 1. Oktober 2020 in Kraft.

Berlin, den 6. November 2018

Ralph Brinkhaus, Alexander Dobrindt und Fraktion
Andrea Nahles und Fraktion

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen

Dieses Gesetz bündelt verschiedene, eilige Gesetzgebungsvorhaben aus dem Energiebereich. Im EEG 2017 werden Sonderausschreibungen eingeführt, die Grundlagen für Innovationsausschreibungen geschaffen (hierzu im Folgenden unter 1.). Darüber hinaus werden mit diesem Gesetz einige Änderungen im EEG 2017, im KWKG und im EnWG vorgenommen, die aus beihilferechtlichen Gründen erforderlich sind (hierzu im Folgenden unter 2.). Hinzu treten weitere dringliche Änderungen im EnWG. Dies betrifft insbesondere den Vertrauensschutz bei der Umstellung auf die neuen Netzcodes und erforderliche Änderungen wegen drohender Versorgungsengpässe im L-Gasbereich (hierzu unter 3.). Schließlich schafft das Gesetz einen Rechtsrahmen für Windenergieanlagen auf See, die nicht auf einen Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung angewiesen sind (hierzu unter 4.).

1. Die Energiewende ist dank fester Ausbaupfade für erneuerbare Energien planbarer geworden. Durch die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für erneuerbare Energien wurden die erneuerbaren Energien in den Strommarkt integriert und durch die Umstellung der Förderung für erneuerbare Energien auf Ausschreibungen konnten die Kosten für neue Wind- und Solaranlagen stark gesenkt werden.

Eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik ist ein weiterer zielstrebiger, effizienter netzsynchroner und zunehmen marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien. Schon im Koalitionsvertrag war vorgesehen Sonderausschreibungen durchzuführen, um einen zusätzlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten.

In Abhängigkeit der Realisierungsdauer und Realisierungsrate können zusätzliche Aus-schreibungen in den Jahren 2019 und 2020 zu einem kurzfristig höheren Zubau erneuerbarer Energien führen. Dadurch kann auch ein Beitrag zum nationalen Klimaschutzziel 2020 geleistet werden. Auch steigt durch die Sonderausschreibungen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Zeitraum bis 2030 an. Dadurch sinkt die Auslastung fossiler Kraftwerke in Deutschland und in den europäischen Nachbarstaaten, wodurch ein Beitrag zum nationalen Klimaschutzziel 2030 geleistet wird.

Daneben sollen durch Innovationsausschreibungen neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsverfahren erprobt werden, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen. Die Bundesregierung wird bereits in 2019 eine erste Evaluierung vorsehen, um zu prüfen, ob einzelne getestete Elemente in das reguläre Ausschreibungsdesign übernommen werden können. Bei einer positiven Bilanz sollen die Innovationsausschreibungsmengen ab 2021 verdreifacht werden.

2. Die Kraft-Wärme-Kopplung soll weiterentwickelt und umfassend modernisiert werden, so dass sie im Rahmen der Energiewende eine Zukunft hat. Ziel ist, mehr Emissionen einzusparen, die KWK flexibler auszugestalten und mehr erneuerbare Energien in die Wärmenetze zu integrieren. In einem grundlegenden Dialog mit den Beteiligten sollen die Rolle der KWK geklärt und Lösungen für die Herausforderungen entwickelt werden. Dieser Dialog soll im weiteren Verlauf dieses Jahres geführt werden. Bereits jetzt besteht aber aufgrund von europarechtlichen Vorgaben dringender Handlungsbedarf, vorab einige zeitkritische Anpassungen im EEG 2017, dem KWKG und dem EnWG umzusetzen.

Mit dem EEG 2014 hat die Bundesregierung die Regelungen zur Eigenversorgung umgestellt. Die Europäische Kommission hatte diese jedoch nur als Übergangsregelung befristet bis Ende 2017 genehmigt. Daher wurden die Regelungen mit dem KWKG- und Eigenversorgungsgesetz angepasst, um auch über 2017 hinaus eine Genehmigung zu er-halten. Ende 2017 hat die Europäische Kommission die Regelungen für Bestandsanlagen und neue Erneuerbare-Energien-Anlagen genehmigt. Die Regelung nach § 61b Nummer 2 EEG 2017 für neue KWK-Eigenversorgungsanlagen wurde hingegen nicht genehmigt, weil in Teilbereichen eine Überförderung vorliegt, die aus beihilferechtlicher Sicht nicht genehmigungsfähig ist. Dies bedeutet, dass die Privilegierung seit dem 1. Januar 2018 nicht mehr angewendet werden kann und für die Eigenversorgung die volle EEG-Umlage entrichtet werden muss. Die Bundesregierung hat mit der Europäischen Kommission eine grundsätzliche Verständigung über eine beihilfekonforme Neuregelung erzielt. Diese wird mit dem vorliegenden Gesetz umgesetzt und kann angewendet

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

werden, sobald sie von der Europäischen Kommission genehmigt wurde. Mit der in diesem Gesetz vorgelegten Neuregelung soll die Privilegierung so weit wie möglich wieder hergestellt werden.

Die Änderungen des KWKG betreffen im Wesentlichen die Bestandsanlagenförderung nach § 13 KWKG. Die Evaluierung der Fördersätze nach § 34 Absatz 1 KWKG hat ergeben, dass aufgrund der ab Anfang 2018 deutlich gesunkenen Gaspreise und höheren Strompreise bei großen KWK-Bestandsanlagen eine Überförderung vorliegt. Entsprechend hatte die Bundesregierung den Bundestag noch im August 2017 über das Ergebnis der Evaluierung informiert. Die darauf folgende erforderliche Gesetzesänderung wird hiermit vorgelegt. Auch bei größeren Solaranlagen hat die beihilferechtlich erforderliche Evaluierung ergeben, dass eine Überförderung besteht, die abgebaut werden muss. Deshalb wird der Vergütungssatz für Anlagen über 40 kW abgesenkt.

Daneben werden auch im EnWG einige Vorschriften zur Kapazitätsreserve und zu den Netzanschlussbedingungen an europarechtliche Vorgaben angepasst.

3. In Deutschland werden zwei verschiedene Gasqualitäten verbraucht. Das niederkalorische L-Gas und das hochkalorische H-Gas. Rund 30 Prozent der deutschen Gaskunden beziehen das niederkalorische L-Gas. Insgesamt sind mehr als 4 Millionen inländische Haushalte und Industriebetriebe an die L-Gasversorgungsnetze angeschlossen.

Das in Deutschland verbrauchte L-Gas stammt ausschließlich aus einheimischer und niederländischer Förderung. In Deutschland wurden 2017 rund sieben Milliarden Kubikmeter L-Gas gefördert. Die Tendenz der deutschen Förderung ist seit Jahren stark rückläufig. 2017 bezog Deutschland rund 18 Milliarden Kubikmeter L-Gas aus den Niederlanden. Niederländische Importe decken rund drei Viertel des deutschen L-Gas-Markts ab. Das wichtigste Produktionsfeld in den Niederlanden befindet sich in Groningen. Dort traten in den letzten Jahren vermehrt seismische Aktivitäten auf. Diese haben die niederländische Regierung im Sommer 2016 zu einer Halbierung und im Frühjahr 2017 nochmals zu einer zehnprozentigen Kürzung der jährlichen Förderquote veranlasst. Weitere Kürzungen sind angekündigt.

Vor dem Hintergrund der rückläufigen einheimischen und niederländischen L-Gas-Produktion ergibt sich die generelle Notwendigkeit einer Marktraumumstellung. Diese er-fordert dauerhafte Umstellungen der Gasqualität von L-Gas auf H-Gas, um der sinkenden Verfügbarkeit von L-Gas zu begegnen. Der Umstellungsprozess in Deutschland wurde im Jahr 2015 gestartet und soll im Wesentlichen 2030 abgeschlossen sein. Derzeit werden die Bundesländer Bremen, Hessen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Sachsen-Anhalt zumindest teilweise mit L-Gas versorgt. Der Zeitplan der deutschen Marktraumumstellung ist ambitioniert. Er sieht vor, dass Anfang der 2020er Jahre mehr als 500 000 Gasverbrauchsgeräte pro Jahr umgestellt werden.

Um auf die erwartete Herabsenkung der Förderquote zu reagieren, haben Betreiber von L-Gasversorgungsnetzen begonnen, Industriekunden bereits vor dem Zeitplan von L- auf H-Gas umzustellen. Das Potential für weitere vorzeitige Umstellungen von Industriekunden ist begrenzt. Bei einer abermaligen Verringerung der niederländischen Förderquoten könnte die L-Gasversorgung in Deutschland nicht mehr gewährleistet sein.

Trotz der genannten Bemühung um vorzeitige Umstellungen und der Entwicklungen in den Niederlanden sind Betreiber von L-Gasversorgungsnetzen bisher zum Anschluss neuer Industrie- wie Haushaltskunden in demselben Maße verpflichtet, indem es die Betreiber von H-Gasversorgungsnetzen sind. Diese Verpflichtung konterkariert den Effekt der vorzeitigen Umstellungen und ist geeignet, zu einer deutlichen Verschärfung der Versorgungslage beizutragen. Im ungünstigsten Fall müsste die L-Gasversorgung ganz oder teilweise unterbrochen werden. Das schutzwürdige Vertrauen von Bestandskunden in die geordnete Umstellung von L-Gas auf H-Gas würde enttäuscht. So könnten Investitionen von Industriekunden, die derzeit an das L-Gasversorgungsnetz angeschlossen sind, nachträglich die Grundlage entzogen und die Versorgung von Haushaltskunden mit Wärme sowie Warmwasser gefährdet werden. Es ist deshalb erforderlich, einen Anspruch auf den Anschluss neuer Letztverbraucher an L-Gasversorgungsnetze im Rahmen des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes soweit wie möglich einzuschränken. Daher wird vorgeschlagen, die sich aus den §§ 17 und 18 EnWG ergebenden Anschlusspflichten einzuschränken.

4. Im WindSeeG und im SeeAnlG werden sowohl planungs- als auch zulassungsrechtliche Änderungen vorgenommen, um einen Rechtsrahmen für Windenergieanlagen auf See zu schaffen, die nicht an das Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen werden.

II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs

Im EEG 2017 werden die Sonderausschreibungen durchgeführt. Insgesamt sollen bis 2021 je 4 Gigawatt Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land zusätzlich ausgeschrieben werden. Um den Wettbewerb zu erhöhen,

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

sollen die Ausschreibungsmengen von 1 Gigawatt in 2019, über 1,4 Gigawatt in 2020 auf 1,6 Gigawatt in 2021 anwachsen. Die Sonderausschreibungen werden nicht auf den bestehen 52-Gigawatt-Deckel für Solaranlagen angerechnet.

Ebenfalls im EEG 2017 wird die Verordnungsermächtigung für Innovationsausschreibungen angepasst. Die Verordnung erlässt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit Zustimmung des Bundestages. Im Rahmen der Innovationsausschreibungen sollen in 2019 250 Megawatt in 2020 400 Megawatt und in 2021 500 Megawatt ausgeschrieben werden. Die Mengen werden von den regulären Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen abgezogen und dienen als Testfeld für mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit.

Im EEG 2017 werden daneben die Regelungen für die teilweise Befreiung von neuen KWK-Anlagen von der EEG-Umlage an die beihilferechtlichen Vorgaben der Europäischen Kommission angepasst. Die bis Ende des Jahres 2017 geltende reduzierte EEG-Umlage für neue KWK-Anlagen, die der Eigenversorgung dienen, führt nach den Maßstäben des EU-Beihilferechts zu einer Überförderung bei einigen Anlagentypen. Deshalb wird die entsprechende Regelung angepasst. Auch die Vergütung für größere Solaranlagen, mit einer gesetzlichen Vergütung wird wegen einer bestehenden Überförderung aus beihilferechtlichen Gründen abgesenkt. Schließlich werden im Bereich der Weiterleitung von Strom Schätzungsmöglichkeiten eingeführt, um den Erfüllungsaufwand zu verringern.

Im KWKG wird die Förderung von KWK-Bestandsanlagen entsprechend dem Ergebnis der Evaluierung nach § 34 Absatz 1 KWKG abgesenkt. Die Evaluierung der Fördersätze hat gezeigt, dass große KWK-Bestandsanlagen insbesondere aufgrund der deutlich niedrigeren Gaspreise überfördert sind. Durch die Absenkung der Fördersätze wird die Über-förderung behoben. Daneben erfolgen einige redaktionelle Korrekturen und Klarstellungen. Insbesondere wird der Anwendungsbereich der Bestandsanlagenförderung klarer gefasst und so der beihilferechtliche Genehmigungsbeschluss der Europäischen Kommission umgesetzt. Es erfolgen darüber hinaus punktuelle Änderungen, um großen KWK-Anlagen in Dampfsammelschienenschaltung auch nach der Umstellung des Anlagenbegriffs durch das KWKG 2016 Modernisierungen zu ermöglichen.

Im EnWG werden die Vorschriften zur Kapazitätsreserve und zu den Netzanschlussbedingungen entsprechend den europarechtlichen Vorgaben angepasst. Darüber hinaus entbinden die Änderungen in den §§ 17 und 18 EnWG Betreiber eines L-Gasversorgungsnetzes von ihren Anschlusspflichten. Die Anschlusspflichten leben nur dann wieder auf, wenn der beantragenden Partei der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist. Aufgrund des Wegfalls der Anschlusspflichten kann sich Ausbaubedarf im L-Gasversorgungsnetz im Grundsatz nur noch daraus ergeben, dass Netzanschlüsse auch ohne gesetzliche Verpflichtung eingeräumt werden. Regulatorisch wird deshalb klargestellt, dass die Kosten solcher Ausbaumaßnahmen, die von den Bestandskunden über Netzentgelte zu finanzieren wären, nicht anerkennungsfähig sind.

Im WindSeeG und im SeeAnlG wird ein konsistenter Rahmen für Energiegewinnungskonzepte auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden, geschaffen, der im Einklang mit den Zielen und Planungen für die leitungsgebundene Windenergie auf See steht. Dazu werden sowohl planungs- als auch zulassungsrechtliche Änderungen vorgenommen.

III. Alternativen

Keine. Die Änderungen im KWKG, im EnWG und die Änderungen an der EEG-Umlageprivilegierung für KWK-Anlagen im EEG sind erforderlich, um europarechtliche Vorgaben zu erfüllen. Die Erhöhung der Ausschreibungsmengen im EEG 2017 sollen dazu beitragen die Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen und eine Zubaulücke im Bereich der Windenergie in den nächsten Jahren zu verhindern.

Auch zu den Änderungen in den §§ 17 und 18 EnWG gibt es kein gleich geeignete Alternative. Es bedarf sofortiger Maßnahmen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Durch eine Härtefallklausel bei Unmöglichkeit oder Unzumutbarkeit eines H-Gasanschlusses bleibt auch der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz gewahrt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

IV. Gesetzgebungskompetenz

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes ergibt sich für alle Artikel dieses Gesetzes aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 11 des Grundgesetzes (GG). Das vorliegende Gesetz fällt in den Bereich des Rechts der Wirtschaft, das auch die Energiewirtschaft einschließlich der Erzeugung und Verteilung von Energie umfasst.

Eine bundesgesetzliche Regelung im Sinn des Artikels 72 Absatz 2 GG ist zur Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit erforderlich. Das EnWG regelt den bundeseinheitlichen energiewirtschaftlichen Rahmen der Energieversorgung in Deutschland und das EEG, WindSeeG und KWKG regeln bundeseinheitlich ausgestaltete Förderungen von klima- und umweltpolitisch besonders gewünschten Technologien. Die Strom- und Gasversorgung ist bundeseinheitlich zu regeln. Ein Bezug auf Landesgrenzen würde zu Wettbewerbsverzerrungen im länderübergreifend organisierten Strommarkt führen.

Soweit insbesondere die Artikel 1 und 2 dieses Gesetzes der Förderung der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung dienen, ergibt sich die Gesetzgebungskompetenz auch aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 24 GG. Die Bestimmungen fallen in den Bereich der Luftreinhaltung, denn das Ziel dieser beiden Gesetze ist die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromversorgung, um eine nachhaltige Energieversorgung zu erreichen und so das Klima als Teil der natürlichen Umwelt zu schützen. Ziel und Gegenstand dieser Gesetze ist folglich auch der Klimaschutz und damit der Schutz der natürlichen Zusammensetzung der Luft.

V. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union und völkerrechtlichen Verträgen

Der vorliegende Entwurf ist mit dem Recht der Europäischen Union vereinbar. Die durch dieses Gesetz erfolgten Änderungen bei der EEG-Umlageprivilegierung für neue KWK-Anlagen und die Absenkung der Förderung von KWK-Bestandsanlagen sind beihilferechtlich geboten, da nur durch diese Absenkung eine beihilferechtswidrige Überförderung vermieden werden kann. Das gilt auch für die Überförderung für größere Solaranlagen, die ebenfalls im Einklang mit den beihilferechtlichen Vorgaben beseitigt wird.

Die Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz dienen mit Ausnahme der Änderungen in den §§ 17 und 18 EnWG ebenfalls der Umsetzung von beihilferechtlichen Vorgaben der Europäischen Kommission. Die Änderungen in den §§ 17 und 18 EnWG sind mit der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 94) vereinbar. Zwar setzt die Richtlinie an verschiedenen Stellen das Bestehen einer Anschlusspflicht an ein Gasversorgungsnetz voraus. Daraus ergibt sich aber kein Anspruch von Letztverbrauchern auf Belieferung mit einer bestimmten Gasqualität. Der Ausschluss der Pflicht zum Anschluss an ein L-Gasversorgungsnetz bei zumutbarem Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz erweist sich vor diesem Hintergrund als sekundärrechtskonform.

Die weiteren Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz, insbesondere die Sonderausschreibungsmengen und die Erhöhung der technologieübergreifenden Innovationsausschreibungen stehen im Einklang mit den Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (ABl. C 200 vom 28.6.2014, S. 1) und mit der Richtlinie 2009/28/EG. Soweit dies noch nicht ausdrücklich durch die Europäische Kommission bestätigt ist, stehen die entsprechenden Regelungen unter dem Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission.

Der Anwendungsbereich völkerrechtlicher Verträge wird durch diesen Entwurf nicht berührt.

VI. Gesetzesfolgen

1. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Das Gesetz hat keine relevanten Auswirkungen im Bereich der Vereinfachung des Rechts und des Verwaltungsvollzugs.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

2. Nachhaltigkeitsaspekte

Bei der Erarbeitung des Gesetzes wurden die Ziele und Managementregeln der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie berücksichtigt. Nach Überprüfung der zehn Managementregeln der Nachhaltigkeit und der 21 Schlüsselindikatoren für eine nachhaltige Entwicklung erweist sich das Gesetz als vereinbar mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie.

Das Gesetz leistet einen wichtigen Beitrag zur Reduktion von Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen und somit zur Vermeidung von externen Schadenskosten.

Das Gesetz verfolgt mehrere Ziele: Hierzu zählt u. a. der weitere stetige und planbare Ausbau von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung.

Das Ziel der weiteren Förderung von erneuerbaren Energien und von Kraft-Wärme-Kopplung steht im Einklang mit den Indikatorbereichen 1 bis 3 der Nachhaltigkeitsindikatoren zur Generationengerechtigkeit (Ressourcenschonung, Klimaschutz, erneuerbare Energien). Denn im Vergleich zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung verursacht die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern ohne die Nutzung der Wärme deutlich höhere Klima- und Umweltschäden. Durch die Anpassung der Höchstwerte werden zudem im Rahmen der Ausschreibung selbst bei fehlender Knappheit die Kosten begrenzt, wodurch die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Stromkunden berücksichtigt wird (Indikatorbereich 10).

3. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Unmittelbare Kosten können sich für die öffentlichen Haushalte (Bund, Länder, Kommunen) dadurch ergeben, dass sich das Gesetz durch verschiedene Maßnahmen auf die Höhe der EEG-Umlage auswirkt, die in der Regel an die öffentlichen Haushalte als Stromverbraucher weitergegeben werden. Die entsprechenden Kosten werden unter 5. dargestellt.

4. Erfüllungsaufwand

Aus dem vorliegenden Entwurf ergibt sich nach der Ex-Ante-Abschätzung kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger und die Wirtschaft. Der Erfüllungsaufwand der Verwaltung ist unter c) dargestellt. Im Einzelnen:

a) Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger

Für Bürgerinnen und Bürger ergibt sich kein unmittelbarer Erfüllungsaufwand. Durch die Einschränkung der Anschlusspflicht an ein L-Gasversorgungsnetz sind sie zwar gezwungen, sich entweder an ein H-Gasversorgungsnetz anzuschließen oder ihren Wärme- und Warmwasserbedarf anderweitig (z.B. durch alternative Heizsysteme) zu decken. Soweit ihnen dadurch Mehrkosten entstehen, handelt es sich jedoch um mittelbare Kosten, die nicht in die Darstellung des Erfüllungsaufwandes einfließen.

Der Entwurf enthält keine neuen Informationspflichten für Bürgerinnen und Bürger.

b) Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch die Gesetzesanpassungen ergeben sich über die nächsten drei Jahre durchschnittlich 3,5 neue Ausschreibungstermine mit einem Ausschreibungsvolumen von durchschnittlich 1.333 MW je Technologie. Es wird im Folgenden angenommen, dass sich die Gebotsmenge über alle Ausschreibungen im gleichen Ausmaß steigt, wie die Ausschreibungsmenge.

Daraus ergeben sich folgende Fallzahlen, die auch der Berechnung des Erfüllungsaufwandes der Verwaltung zugrunde liegen:

	PV	Wind
1. zusätzliche Ausgeschriebene Menge	1333	1333
2. durchschnittliche Gebotsgröße in MW	5	8
3. zusätzliche Gebote pro Jahr (1./2.)	267	167
4. zusätzliche Zuschläge pro Jahr (1./2.)	267	167
5. zusätzliche erteilte Zahlungsberechtigungen pro Jahr (4.*0,9)	180	-

Dieser Erfüllungsaufwand wird in der nachfolgenden Kostenschätzung dargestellt. Diese Schätzung beruht auf den Regeln zur Ex-ante-Abschätzung der Bürokratiekosten nach dem „Leitfaden zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwandes in Regelungsvorhaben der Bundesregierung“ vom Oktober 2012. Für die unterschiedlichen Tätigkeiten werden ein mittleres bzw. hohes Qualifikationsniveau der Bearbeiter angesetzt. Gemäß der Zeitwerttabelle für die Wirtschaft im „Leitfaden zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwandes in Regelungsvorhaben der Bundesregierung mit aktualisierten Anhängen VI und VII (Stand 15.11.2017)“ (Anhang VI, Spalte D) sind für Tätigkeiten im mittleren Qualifikationsniveau in der Energieversorgung Lohnkosten von 53,80 Euro pro Stunde und für Tätigkeiten im höheren Qualifikationsniveau 80,40 Euro pro Stunde zugrunde zu legen. Auf dieser Grundlage ergibt sich jeweils der in der Tabelle dargestellte Erfüllungsaufwand.

Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft: Solare Strahlungsenergie:

Das zusätzliche Ausschreibungsvolumen führt zu einem neuen Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in Höhe von **639.376 Euro** für Solarausschreibungen**.**

Tabelle 2: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft (solare Strahlungsenergie)

	Regelung	Vorgabe	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand (Veränderung)
1		Einarbeitung in die Vorgaben, Gebotsvorbereitung	Bieter	Rd. 267 Gebote pro Jahr Annahme von Multiprojektbietern und wiederholter Teilnahme reduziert zu erwartende Fälle um rd. 50 % auf 134.	Mehrbelastung: 86.189 Euro Rd. 12 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (80,40 Euro / Stunde)
2	§ 37	Gebotserstellung	Bieter	Rd. 267 Gebote pro Jahr	Mehrbelastung: 64.400 Euro Rd. 3 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (80,40 Euro / Stunde)
3	§ 37a S. 2 Nr.1	Kosten der Beschaffung und Bereitstellung der 1. Sicherheitsleistung	Bieter	Rd. 267 Gebote pro Jahr	Mehrbelastung: 9.407 Euro Annahmen: Bereitstellungszinsen für die Sicherheitsleistung: 0,4 % pro Jahr, durchschnittliche Verweildauer der Sicherheit: 1 Monat, Höhe der 1. Sicherheitsleistung: 4 Euro/kW
4	§ 37a S. 2 Nr.2	Kosten der Beschaffung und Bereitstellung der 2. Sicherheitsleistung	Erfolgreiche Bieter	Rd. 267 bezuschlagte Gebote pro Jahr	Mehrbelastung: 364.631 Euro Annahmen: Bereitstellungszinsen für die Sicherheitsleistung: 0,4 % pro Jahr, durchschnittliche Verweildauer der Sicherheit: 1 Jahr, Hälfte der Bieter müssen die volle Sicherheitsleistung, die andere Hälfte nur die halbe Sicherheitsleistung hinterlegen, Höhe der 2. Sicherheitsleistung: 50 Euro/kW

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

5	Gebührenverordnung	Überweisen der Gebühren auf das Konto der BNetzA und Abwicklung im Unternehmen	Bieter	Rd. 267 Gebote pro Jahr	Mehrbelastung: 7.182 Euro 1/2 Stunden pro Gebot im mittleren Schwierigkeitsgrad (53,8 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
6	§ 38	Kosten der Antragsstellung auf Ausstellung von Zahlungsberechtigungen	Erfolgreiche Bieter	Rd. 180 Anträge im Jahr: 267 bezuschlagte Gebote pro Jahr von denen 90 % realisiert werden.	Mehrbelastung: 57.960 Euro Zusätzlich Zeitaufwand von durchschnittlich 3 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (80,40 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
7	§ 55	Kosten des Einforderns der Forderung bei Pönalisierung	Übertragungsnetzbetreiber	Rd. 27 zu verhängende Pönalen pro Jahr	Mehrbelastung: 4.358 Euro 3 Stunde je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (53,80 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
8	§ 38a Abs. 3	Prüfen der Angaben des Anlagenbetreibers bei Beantragung der Zahlungsberechtigung	Netzbetreiber	Rd. 240 Inbetriebnahmen: 267 bezuschlagte Gebote pro Jahr von denen 90 % realisiert werden.	Mehrbelastung: 38.784 Euro 3 Stunden je zu prüfender Inanspruchnahme der Zahlungsberechtigung im mittleren Schwierigkeitsgrad (53,80 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
9	§ 38a Abs. 3	Bestätigung der Angaben an die BNetzA	Netzbetreiber	Rd. 240 Inbetriebnahmen: Rd. 267 bezuschlagte Gebote pro Jahr von denen 90 % realisiert werden.	Mehrbelastung: 6.464 Euro 1/2 Stunde je zu prüfender Inanspruchnahme der Zahlungsberechtigung im mittleren Schwierigkeitsgrad (53,80 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
Erfüllungsaufwand (inkl. Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft aus Informationspflichten, siehe Tabelle 3)					**639.376 Euro**

Im Einzelnen ist bei der Berechnung des Erfüllungsaufwandes Folgendes berücksichtigt worden:

– In allen Fällen wurden die Lohnkosten der Lohnkostentabelle der Wirtschaft, Kategorie D: Energieversorgung entnommen.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

– Zu Nummer 1: Voraussetzung einer Teilnahme an der Ausschreibung ist ein gründliches Verständnis der einzelnen Regelungen des EEG 2016. Der hierfür aufzubringende Aufwand wird sich von Ausschreibungsrunde zu Ausschreibungsrunde verringern; d.h.: dieser Aufwand wird im Jahr 2016 am höchsten sein und anschließend abnehmen. Außerdem muss die Gebotsabgabe vorbereitet werden, indem z.B. die entsprechenden Präqualifikationsanforderungen in der gewünschten Form eingeholt werden. Pauschal wurden hier 12 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad angesetzt.

– Zu Nummer 2: Der Vorgang der Gebotserstellung nimmt ebenfalls zusätzliche Zeit des Bieters in Anspruch. Hierbei müssen die diversen Unterlagen und Informationen zusammengetragen werden, Formatvorgaben berücksichtigt und ein Gebot erstellt und eingereicht werden. Hier wurden pauschal 3 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad angesetzt.

– Zu Nummer 3: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der durch die Bereitstellung der Erstsicherheit bei den Bietern verursacht werden. Die Kosten entstehen entweder durch die Bindung der bereitgestellten Geldmittel oder in Form der Bürgschaftszinsen im Falle der Hinterlegung in Form einer Bürgschaft. Die Bereitstellungskosten werden mittels des auf die letzten sechs Monate (04/2018-09/2018) bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen auf 0,4 Prozent geschätzt. Dieser Zinssatz wurde für die Berechnung des Erfüllungsaufwands herangezogen. Angenommen wurde des Weiteren eine durchschnittliche Verweildauer der Erstsicherheitsleistung von einem Monat. Der Finanzierungsbedarf verursacht zudem einen geringen Personalaufwand für die Beschaffung der Finanzmittel, der hier pro Gebot mit einer halben Stunde des mittleren Schwierigkeitsgrades abgeschätzt wird.

– Zu Nummer 4: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der durch die Bereitstellung der Zweitsicherheit bei den erfolgreichen Bietern verursacht wird. Die Kosten entstehen entweder durch die Bindung der bereitgestellten Geldmittel oder in Form der Bürgschaftszinsen im Falle der Hinterlegung in Form einer Bürgschaft. Die Bereitstellungkosten werden mittels des auf die letzten sechs Monate (04/2018-09/2018) bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen auf 0,4 Prozent geschätzt. Dieser Zinssatz wurde für die Berechnung des Erfüllungsaufwands herangezogen. Angenommen wurde des Weiteren eine durchschnittliche Verweildauer der Zweitsicherheitsleistung von zwölf Monaten. Der Finanzierungsbedarf verursacht zudem einen geringen Personalaufwand für die Beschaffung der Sicherheit der hier pro Gebot mit 10 Stunden des hohen Schwierigkeitsgrades abgeschätzt wird.

– Zu Nummer 5: Die Zusatzkosten, die durch das Überweisen der Gebühren auf das Konto der BNetzA und der Abwicklung im Unternehmen entstehen, werden pauschal mit einer halben Stunde des mittleren Schwierigkeitsgrades pro Gebot abgeschätzt.

– Zu Nummer 6: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der im Zusammenhang mit der Erstellung des Antrags auf Ausstellung von Zahlungsberechtigungen entsteht. Hier wurde mit einem Arbeitsaufwand von 3 Stunden pro erfolgreichem und realisiertem Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad gerechnet.

– Zu Nummer 7: Hier wird der Erfüllungsaufwand der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt, der im Zusammenhang mit der Einforderung der Pönale sowie der Vereinnahmung der Bußgeldzahlung als Einnahme im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung entsteht. Dies enthält auch den Aufwand, der bei den Übertragungsnetzbetreibern aus dem Erfordernis entsteht, die Sicherheitsleistung im Falle der ausbleibenden Bußgeldzahlung der Bieter von der BNetzA zu fordern. Pauschal wurde mit 3 Stunden der mittleren Schwierigkeit pro zu pönalisierendem Gebot gerechnet.

– Zu Nummer 8: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der bei den Netzbetreibern in Zusammenhang mit der Prüfung des Zahlungsanspruchs entsteht. Der zusätzliche Prüfaufwand ist hierbei gering, da der Netzbetreiber nach geltender Gesetzgebung bereits zur Prüfung des Förderanspruchs verpflichtet ist. Dennoch wurden hier pro bezuschlagtem und realisiertem Gebot ein Prüfaufwand von 3 Stunden der mittleren Schwierigkeit angesetzt.

Davon Bürokratiekosten aus Informationspflichten: Zusätzliche Bürokratiekosten aus Informationspflichten entstehen dem Netzbetreiber durch Bestätigung der Angaben des Anlagenbetreibers an die BNetzA i.H.v. rd. 6.464 Euro pro Jahr.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Tabelle 3: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft aus Informationspflichten (solare Strahlungsenergie)					
	Regelung	**Vorgabe**	**Normadressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
1	§ 38a Abs. 3	Bestätigung der Angaben an die BNetzA	Netzbetreiber	Rd. 240 Inbetriebnahmen: Rd. 267 bezuschlagte Gebote pro Jahr von denen 90 % realisiert werden.	Mehrbelastung: 6.464 Euro 1/2 Stunde je zu prüfender Inanspruchnahme der Zahlungsberechtigung im mittleren Schwierigkeitsgrad (53,80 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung

– Zu Nummer 1: Die von den Netzbetreibern geprüften Angaben der Bieter müssen der BNetzA bestätigt werden. Hierfür wurde pauschal eine halbe Stunde des mittleren Schwierigkeitsgrades je erfolgreichen und realisierten Gebotes berücksichtigt.

Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft: Wind an Land

Das zusätzliche Ausschreibungsvolumen führt zu einem neuen Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in Höhe von 552.582 Euro für Windausschreibungen.

Tabelle 4: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft (Windenergie an Land)					
	Regelung	**Vorgabe**	**Normadressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
1		Einarbeitung in die Vorgaben, Gebotsvorbereitung	Bieter	Rd. 167 Gebote pro Jahr. Annahme von Multiprojektbietern und wiederholten Geboten reduziert zu erwartende Fälle um rd. 50 % auf 83.	Mehrbelastung: 53.386 Euro 12 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (80,40 Euro / Stunde)
2	§ 36	Gebotserstellung	Bieter	Rd. 167 Gebote pro Jahr.	Mehrbelastung: 40.190 Euro Voraussichtlicher Zeitaufwand: durchschnittlich 3 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (80,40 Euro / Stunde)
3	§ 36a	Kosten der Beschaffung und Bereitstellung der Sicherheitsleistung (Dauer 1 Monat)	Bieter	Rd. 167 Gebote pro Jahr.	Mehrbelastung: 147.297 Euro Annahmen: Bereitstellungszinsen für die Sicherheitsleistung: 0,4 % pro Jahr, durchschnittliche Verweildauer der Sicherheit: 1 Monat, Höhe der Sicherheitsleistung: 30 Euro/kW
4	§ 36a	Kosten der Beschaffung und Bereitstellung der	Erfolgreiche Bieter	167 bezuschlagte Gebote pro Jahr.	Mehrbelastung: 239.940 Euro Annahmen: Bereitstellungszinsen für die Sicherheitsleistung:

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

		Sicherheitsleistung (zusätzliche Dauer 18 Monate)			0,4 % pro Jahr, durchschnittliche Verweildauer der Sicherheit: 18 Monat, Höhe der Sicherheitsleistung: 30 Euro/kW
5	§ 36h Abs. 3 Nr 2	Nachweisführung der Erträge nach 5, 10 und 15 Jahren	Erfolgreiche Bieter	150 realisierte Gebote pro Jahr (90 % Realisierung).	Mehrbelastung: 16.100 Euro durchschnittlich 2 Stunden pro Gebot im mittleren Schwierigkeitsgrad (53,80 Euro / Stunde)
6	Gebührenverordnung	Überweisen der Gebühren auf das Konto der Bundesnetzagentur und Abwicklung im Unternehmen	Bieter	Rd. 167 Gebote pro Jahr.	Mehrbelastung: 4.482 Euro 1/2 Stunde je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (53,80 Euro / Stunde)
7	§ 55	Kosten des Einforderns der Forderung bei Pönalisierung	Übertragungsnetzbetreiber	Rd. 17 zu verhängende Pönalen pro Jahr.	Mehrbelastung: 2.744 Euro Zeitaufwand: Durchschnittlich 3 Stunden je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (53,80 Euro / Stunde)
8	§ 36h	Berechnung des anzulegenden Wertes	Netzbetreiber	150 realisierte Gebote pro Jahr (90 % Realisierung).	Mehrbelastung: 16.100 Euro Durchschnittlich 2 Stunden je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (53,80 Euro / Stunde)
9	§ 36h Abs. 2	Neuberechnung des anzulegenden Wertes nach 5, 10 und 15 Jahren	Netzbetreiber	150 realisierte Gebote pro Jahr (90 % Realisierung).	Mehrbelastung: 32.199 Euro Durchschnittlich 4 Stunden je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (53,80 Euro / Stunde)
Neuer Erfüllungsaufwand EEG					**552.437 Euro**

Im Einzelnen ist bei der Berechnung des Erfüllungsaufwandes Folgendes berücksichtigt worden:

– In allen Fällen wurden die Lohnkosten der Lohnkostentabelle der Wirtschaft, Kategorie D: Energieversorgung entnommen.

– Zu Nummer 1: Voraussetzung einer Teilnahme an der Ausschreibung ist ein gründliches Verständnis der einzelnen Regelungen des EEG 2016. Der hierfür aufzubringende Aufwand wird sich von Ausschreibungsrunde zu Ausschreibungsrunde verringern; d.h.: dieser Aufwand wird im Jahr 2016 am höchsten sein und anschließend abnehmen. Außerdem muss die Gebotsabgabe vorbereitet werden, indem z.B. die entsprechenden Präqualifikationsanforderungen in der gewünschten Form eingeholt werden. Pauschal wurden hier 12 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad angesetzt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

– Zu Nummer 2: Der Vorgang der Gebotserstellung nimmt ebenfalls zusätzliche Zeit des Bieters in Anspruch. Hierbei müssen die diversen Unterlagen und Informationen zusammengetragen werden, Formatvorgaben berücksichtigt und ein Gebot erstellt und eingereicht werden. Hier wurden pauschal 3 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad angesetzt.

– Zu Nummer 3: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der durch die Bereitstellung der Sicherheitsleistung bei den Bietern verursacht wird. Die Kosten entstehen entweder durch die Bindung der bereitgestellten Geldmittel oder in Form der Bürgschaftszinsen im Falle der Hinterlegung in Form einer Bürgschaft. Die Bereitstellungkosten werden mittels des auf die letzten sechs Monate (04/2018-09/2018) bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen auf 0,4 Prozent geschätzt. Dieser Zinssatz wurde für die Berechnung des Erfüllungsaufwands herangezogen. Angenommen wurde des Weiteren eine durchschnittliche Verweildauer der Sicherheitsleistung von einem Monat. Der Finanzierungsbedarf verursacht zudem einen Personalaufwand für die Beschaffung der Sicherheit der hier pro Gebot mit 10 Stunden des hohen Schwierigkeitsgrades abgeschätzt wird. Dieser Aufwand entsteht für alle an der Ausschreibung teilnehmenden Bieter.

– Zu Nummer 4: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der durch die Bereitstellung der Sicherheit bei den erfolgreichen Bietern verursacht werden. Die Kosten entstehen entweder durch die Bindung der bereitgestellten Geldmittel oder in Form der Bürgschaftszinsen im Falle der Hinterlegung in Form einer Bürgschaft. Die Bereitstellungkosten werden mittels des auf die letzten sechs Monate (04/2018-09/2018) bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen auf 0,4 Prozent geschätzt. Dieser Zinssatz wurde für die Berechnung des Erfüllungsaufwands herangezogen. Angenommen wurde des Weiteren eine durchschnittliche zusätzliche Verweildauer der Sicherheitsleistung von 18 Monaten. Der Finanzierungsbedarf verursacht in diesem Fall keinen weiteren Personalaufwand, da die Sicherheitsleistung bereits beschafft wurde (siehe Nummer 3). Dieser Aufwand entsteht lediglich für die Bieter, deren Gebote bezuschlagt wurden.

– Zu Nummer 5: Die erfolgreichen Bieter sind nach § 36h Absatz 3 Nummer 2 EEG 2016 dem Netzbetreiber verpflichtet, einen Nachweis zu führen über den tatsächlichen Ertrag der Anlage ab Beginn des sechsten, elften und sechzehnten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres. Hierfür wurde pauschal ein Arbeitsaufwand je realisiertem Gebot von zwei Stunden im mittleren Schwierigkeitsgrad angenommen.

– Zu Nummer 6: Die Zusatzkosten, die durch das Überweisen der Gebühren auf das Konto der BNetzA und der Abwicklung im Unternehmen entstehen, werden pauschal mit einer halben Stunde des mittleren Schwierigkeitsgrades pro Gebot abgeschätzt.

– Zu Nummer 7: Hier wird der Erfüllungsaufwand der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt, der im Zusammenhang mit der Einforderung der Pönale sowie der Vereinnahmung der Bußgeldzahlung als Einnahme im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung entsteht. Dies enthält auch den Aufwand, der bei den Übertragungsnetzbetreibern aus dem Erfordernis entsteht, die Sicherheitsleistung im Falle der ausbleibenden Bußgeldzahlung der Bieter von der BNetzA zu fordern. Pauschal wurde mit 3 Stunden der mittleren Schwierigkeit pro zu pönalisierendem Gebot gerechnet.

– Zu Nummer 8: Nach § 36h EEG 2016 ist der Netzbetreiber verpflichtet, den anzulegenden Wert einer Anlage auf Grundlage des Zuschlagswerts mit dem Korrekturfaktor des Gütefaktors zu ermitteln. Hierfür wurde pauschal ein Zeitaufwand von zwei Stunden pro erfolgreichem und realisiertem Gebot im mittleren Schwierigkeitsgrad angenommen.

– Zu Nummer 9: Nach § 36h Absatz 2 EEG 2016 wird der anzulegende Wert nach sechs, elf und sechzehn Jahren vom Netzbetreiber neu berechnet. Zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen müssen erstattet werden. Hierfür wurde pauschal ein Zeitaufwand von vier Stunden pro erfolgreichem und realisiertem Gebot im mittleren Schwierigkeitsgrad angenommen.

Kleine und mittlere werden Unternehmen durch das Gesetz nicht in besonderem Maße belastet. Vielmehr stellt die Einführung von Schätzungsmöglichkeiten bei der Weiterleitung von Strom durch privilegierte Umlagenzahler (insb. Eigenversorger und stromintensive Industrie) mit dem neuen § 62a EEG 2017, sowie den korrespondierenden Regelungen im EnWG, im KWKG und in der StromNEV eine erhebliche Vereinfachung gegenüber der früheren Rechtslage dar. Danach waren die Strommengen in jedem Fall messtechnisch abzugrenzen, was nicht

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

nur das Vorhalten entsprechender Messeinrichtungen erforderte, sondern auch deren Betrieb, Ablesung und Zählwertübermittlung. In vielen Fällen kann nach der Neuregelung nunmehr eine Messung durch eine Schätzung ersetzt werden. Erforderlich ist allerdings, dass diese Schätzung testiert wird. Die konkrete Verringerung des Erfüllungsaufwandes lässt sich mangels Fallzahlen nicht abschätzen. Auch sinkt der gemessene Erfüllungsaufwand durch die Änderungen nicht, da die bisher bestehenden Messpflichten noch nicht Gegenstand einer Abschätzung des Verwaltungsaufwands waren.

Betreiber von L-Gasversorgungsnetzen werden von einer objektiven Rechtspflicht entbunden. Bei den Mehrkosten, die Unternehmen dadurch erwachsen, dass sie sich an das H-Gasversorgungsnetz anschließen müssen, handelt es sich um mittelbare Kosten, die nicht in die Darstellung des Erfüllungsaufwandes einfließen.

c) Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

Die folgende Tabelle legt den Erfüllungsaufwand der Verwaltung für die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens dar. Die Kostenschätzung beruht auf den Regeln zur ex-ante-Abschätzung der Bürokratiekosten nach dem „Leitfaden zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwandes in Regelungsvorhaben der Bundesregierung“ vom Oktober 2012, ergänzt durch das Schreiben vom Bundesministerium der Finanzen vom 21. August 2017 (II A 3 - H 1012-10/07/0001 :009) zu den durchschnittlichen Personal- und Sachkosten. Bei einigen Prozessen wurde geschätzt, wie häufig pro Gebot ein Bedarf an Verwaltungshandlung entsteht. Aus dieser Schätzung wurde eine Zeitangabe pro Gebot ermittelt. Bei der Ermittlung der Kosten wurden die durchschnittlichen Stundensätze für den mittleren, gehobenen sowie höheren Dienst (MD, GD, HD) für die Bundesverwaltung herangezogen.

In den folgenden Abschnitten wird der Erfüllungsaufwand erläutert.

Für den Erfüllungsaufwand bei der Bundesnetzagentur (Ausschreibende Stelle) ergibt sich folgendes:

Bei der Ausschreibungsstelle ergibt sich ein Erfüllungsaufwand von **673.207 Euro** und ein Personalbedarf von 5,84 Stellen davon 1,39 Stellen im höheren Dienst, 2,46 Stellen im mittleren Dienst und 1,39 Stellen im mittleren Dienst. Es entstehen Personalkosten für in Höhe von 410.422 Euro. Der Bedarf ermittelt sich aus den angegebenen Zeiten zuzüglich 10 Prozent auf die Stundenzahl für mittelbare Tätigkeiten (wie Führungsaufgaben) sowie 10 Prozent auf die resultierende Stundenzahl für Querschnittsaufgaben (z.B. Controlling, Justiziariat, Informationstechnik). Dabei sind die Kosten für die Querschnittsaufgaben in den nachfolgend beschriebenen Gemeinkosten enthalten und insofern nicht in die oben genannten Personalkosten eingerechnet. Hinzu kommen pauschale Sachkosten in Höhe von 8.722 Std. * 12,32 Euro/Std. = 107.430 Euro. Auf die Summe der Sach- und Personalkosten von 517.852 Euro entfällt ein Gemeinkostenzuschlag für interne Leistungserbringung (z.B. innerer Dienst, Personalvertretung, Leitung) i.H.v. 30 Prozent oder 155.356 Euro.

Die Kosten sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

	Zeitbedarf in Std	Personal-kosten/Std	Personal-kosten	Sacheinzel-kosten	Gemeinkosten-zuschlag (30%)	Gesamt
Mittlerer Dienst [MD]	2084	34,2 €	71.271 €	25.669 €	29.082 €	126.022 €
Gehobener Dienst [GD]	3678	42,8 €	157.412 €	45.302 €	60.814 €	263.528 €
Höherer Dienst [HD]	2960	61,4 €	181.739 €	36.459 €	65.459 €	283.657 €
					Summe	**673.207 €**

Durch die Gesetzesanpassungen ergeben sich über die nächsten drei Jahre durchschnittlich 3,5 neue Ausschreibungstermine mit einem Ausschreibungsvolumen von durchschnittlich 1.333 MW je Technologie. Es wird im Folgenden angenommen, dass sich die Gebotsmenge über alle Ausschreibungen im gleichen Ausmaß steigt, wie die Ausschreibungsmenge.

Daraus ergeben sich folgende Fallzahlen:

PV	Wind

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

1. zusätzliche Ausgeschriebene Menge	1333	1333
2. durchschnittliche Gebotsgröße in MW	5	8
3. zusätzliche Gebote pro Jahr (1./2.)	267	167
4. zusätzliche Zuschläge pro Jahr (1./2.)	267	167
5. zusätzliche erteilte Zahlungsberechtigungen pro Jahr (4.*0,9)	180	-

Dem Verwaltungsaufwand stehen zum einen voraussichtlich Gebühreneinnahmen in Höhe von 357.432 Euro (Zusätzliche Gebühren Solar: 267 Gebote * 586,42 Euro + 240 Zahlungsberechtigungen * 473,94 Euro = 270.320 Euro, Zusätzliche Gebühren Wind: 167 Gebote *521,63 Euro= 87.112 Euro) für die Gebotsgebühren gegenüber.

Die Zeitaufwände der einzelnen Tätigkeiten sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

	Rege-lung	**Vorgabe**	**Auftreten**	**Erfüllungsauf-wand je Fall (Veränderung)**	**Erfüllungs-aufwand Jährlich (Verände-rung)**
1	§5	Ausschreibungsbekanntmachung im Internet	7 Ausschreibungs-run-den (3,5 je Technolo-gie)	240 Stunden hD	177.098,97 €
2	§8	Bestimmung der Terminober-grenze	7 Ausschreibungs-run-den (3,5 je Technolo-gie)	4 Stunden hD	2.951,65 €
3	§ 29	Zeitbedarf im MD für zusätzliche Wind Gebote	167 Gebote	3,75 Stunden mD	41.658,18 €
4	§ 29	Zeitbedarf im GD für zusätzliche Wind Gebote	167 Gebote	3,5 Stunden gD	46.069,15 €
5	§ 29	Zeitbedarf im HD für zusätzliche Wind Gebote	167 Gebote	1,17 Stunden hD	20.538,56 €
6	§ 29	Zeitbedarf im MD für zusätzliche PV Gebote	200 Gebote	4,75 Stunden mD	63.194,05 €
7	§ 29	Zeitbedarf im GD für zusätzliche PV Gebote	200 Gebote	10,33 Stunden gD	162.890,64 €

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

8	§ 29	Zeitbedarf im HD für zusätzliche PV Gebote	200 Gebote	1,67 Stunden hD	35.138,68 €
7	§13 und § 14	Ermittlung des Höchstgebotswertes	7 Ausschreibungs-runden (3,5 je Technologie)	1 Stunden hD	737,91 €
8	EEG	Ergebnisveröffentlichung des Ausschreibungsverfahrens	7 Ausschreibungs-runden (3,5 je Technologie)	48 Stunden hD	35.419,79 €

Die Zeitbedarf in den Positionen 3-8 entspricht den Zeitbedarfen pro Gebot und Zuschlag aus den EEG Ausschreibungen (Siehe Begründung des Erneuerbaren Energie Gesetz):

	Solar	Wind
MD	285	225
GD	620	210
HD	100	70

Durch die Änderung der §§ 17, 18 EnWG entsteht für die Verwaltung kein messbarer zusätzlicher Erfüllungsaufwand. Das Bestehen der Anschlusspflichten nach den §§ 17, 18 EnWG kann zwar nicht nur durch ordentliche Gerichte überprüft und ggf. durchgesetzt werden, sondern auch durch die Regulierungsbehörden in Verfahren primär nach den §§ 30 und 31 EnWG. Ob die Einfügung eines weiteren Ablehnungsgrundes der Netzbetreiber zu zusätzlichen Verwaltungsverfahren der Regulierungsbehörden führen wird, ist aber nicht prognostizierbar.

Der Bundeshaushalt soll grundsätzlich durch die entstehenden Mehrkosten (Personal- und Sachmittelkosten) nicht belastet werden. Sollten die geplanten Gebühren die Mehrbelastungen nicht vollständig abdecken, soll der etwaige Mehrbedarf an Sach- und Personalmitteln finanziell und stellenmäßig im Einzelplan des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ausgeglichen werden.

Für den Erfüllungsaufwand beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie ergibt sich folgendes:

Es entsteht zusätzlicher Verwaltungsaufwand beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie als Planfeststellungsbehörde im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone. Das gilt zum einen für den Aufgabenbereich des Flächenentwicklungsplans. Dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie entsteht dabei dadurch Mehraufwand, dass der Aufgabenbereich des Flächenentwicklungsplans um die Festlegungen für besondere Energiegewinnungsbereiche erweitert wird. Der Flächenentwicklungsplan kann sonstige Energiegewinnungsbereiche mit dem Ziel der praktischen Erprobung und Umsetzung von innovativen Konzepten für nicht an das Netz angeschlossene Energiegewinnung festlegen, soweit diese Bereiche mit Belangen der Meeresumwelt und der Schifffahrt vereinbar sind. Die Prüfung von diesen innovativen Konzepten, wie etwa für die Gewinnung von Wasserstoff auf See, und die Festlegung solcher Bereiche sind daher sehr aufwändig. Des Weiteren ist auch für diese besonderen Energiegewinnungsbereiche eine strategische Umweltprüfung durchzuführen.

Zusätzlicher Verwaltungs- und Erfüllungsaufwand beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie entsteht darüber hinaus dadurch, dass durch die Ausweisung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen mit zusätzlichen Verfahren für Wasserstoffanlagen zu rechnen ist, die erhebliche Ressourcen binden können. Es werden bezüglich der ausgewiesenen sonstigen Energiegewinnungsbereiche voraussichtlich zahlreiche Verfahren, insbesondere für die Planfeststellung von Wasserstoffanlagen, ohne absehbare Begrenzung der Verfahrensanzahl mit mehrfacher, aufwändiger öffentlicher Beteiligung zu führen sein. Die Erfahrungen aus der SeeAnlV zeigen, dass bei dem vorgesehenen „Windhundverfahren“ auf einer Fläche mehrere Verfahren parallel zu führen sein werden.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Der hohe Aufwand ergibt sich dabei neben den rechtlichen Fragestellungen zudem insbesondere aus der Prüfintensität für neuartige Technologie, da nicht auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden kann. Das BSH hat seit 2001 mit hohem Aufwand einen tragfähigen Rahmen für die Planung und Zulassung von leitungsgebundenen Windenergieanlagen auf See entwickelt. Neuartige, innovative Technologien werden sich nicht in diesen Rahmen einfügen, sondern erheblichen Mehraufwand verursachen.

So ist der Verfahrensablauf für die Erstellung des Flächenentwicklungsplans und auch für die Planfeststellung nicht ohne weiteres von bestehenden Verfahren abzuleiten sondern mit Blick auf die neuartigen Fragestellungen der innovativen Techniken z.T. neu zu entwickeln. Dies beginnt bei Art und Umfang der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung, setzt sich fort bei der Prüfintensität der Baufreigaben und endet nicht mit der Neuentwicklung von Vorgaben zu wiederkehrenden Prüfungen über die Lebensdauer der Anlage. So ist damit zu rechnen, dass bei risikobehafteten Technologien ein erhöhtes Interesse der Öffentlichkeit zu einem erhöhten Beteiligungsaufwand führt. Bei der Umweltverträglichkeitsprüfung wird mit neuen Fragestellungen zu rechnen sein. Auch beim Thema Sicherheit der Wasserstoffanlage ist mit großem Prüfaufwand zu rechnen.

Bestehende Standards zur Umweltuntersuchung, Baugrunderkundung und Konstruktion der Anlagen sind in Teilen oder in Gänze – je nach verwendeter Technologie – nicht anwendbar. Es wird daher eine aufwendige Einzelfallbetrachtung oder die langwierige Entwicklung neuer Standards erforderlich sein. Beispielhaft seien hier Belange der Luftfahrt genannt. Es ist nicht abzusehen, welche Anforderungen aus Umwelt- und Sicherheitssicht die Planung von umfangreichen Helikopterverkehren von und zu Plattformen mit einem großen Reservoir an Wasserstoff erfordert. Diese Unsicherheit lässt sich die meisten Fragen der Planung und Zulassung übertragen. Auf der anderen Seite führt die Einführung des § 75 Absatz 4 VwVfG in § 5 SeeAnlG zu einer leichten Verringerung des Erfüllungsaufwandes beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, da diese zwingende Regelung kein Verlängerungsverfahren hinsichtlich der Baubeginnsfristen vorsieht und zudem die Notwendigkeit des Widerrufs des Planfeststellungsbeschlusses bei mangelnder Verwirklichung des Vorhabens entfällt.

Insgesamt wird der durch die zu erwartenden zusätzlichen Planfeststellungsverfahren bedingte personelle Mehraufwand beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie auf 2 Stellen (Jurist/Juristin, A13), sowie eine Stelle für Verfahrensbetreuung (E 9a) geschätzt.

Hinsichtlich der Änderungen im Aufgabenbereich Flächenentwicklungsplan: 2 Stellen Jurist/Juristin (A13), eine Stelle Biologe/ Biologin (A13), eine Stelle Diplom-Verwaltungswirt/-wirtin (A11).

Im Einzelnen wird von folgenden Aufgabenbereichen ausgegangen:

Dienstposten	**Aufgabenbereiche**
2 Jurist/in Planfeststellung (A13)	**Verfahrensführung Planfeststellung/Genehmigung** - Interne Abstimmung über Vorgehensweisen, Priorisierungen, Anforderungen - Vorprüfung und Antragseingang • Unterrichtung über beizubringende Unterlagen • Überprüfung der Antragsunterlagen auf Vollständigkeit • Planung und Überwachung der zeitlichen Abläufe und Fristenübersichten mit Fachkollegen und Verfahrensassistenz - Formalrechtliche Prüfung von Antragsunterlagen • Zuständigkeit, ggf. Rücksprache oder Verweisen an andere zuständige Behörde • Festlegung der Verfahrensart • Ggf. Prüfung konkurrierender Anträge - Materiellrechtliche Prüfung

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

	• Festlegung und Prüfung der einschlägigen Rechtsgrundlagen (SeeAnlG, WindSeeG, UVPG, BNatSchG) im zutreffenden Verfahren; Betrachtung der einzelnen Schutzgüter • Verfahrensabläufe und Öffentlichkeitsbeteiligung: Vorbereitung, Durchführung und Dokumentation von Antragskonferenzen/Scoping/ Besprechungen/Erörterungsterminen/Beteiligungsrunden • Einholung und Prüfung von internen Fachbeiträgen/Stellungnahmen wie Biologie, Geologie, Luftfahrt, Raumordnung etc. • Einholung von Stellungnahmen externer Fachbehörden und deren Koordination (BfN, BAM, BAW, UBA etc.) • Vorbereitung und Durchführung von Jour Fixe-Terminen mit Antragstellern, Fachbehörden etc. • Verfassen der laufend notwendigen Korrespondenz und Bescheide z.B. bzgl. UVP-Vorprüfung, Gebühren etc. • Verfassen des Genehmigungsbescheides/-beschlusses - Verfahrens-Federführung durch laufende Abstimmung mit Vorhabensträgern und allen beteiligten BSH-Referaten **Verfahrensführung Vollzug (Bauvorbereitung, Bau, Betrieb)** - Formelle Prüfung von Unterlagen - Materiellrechtliche Prüfung • Einholung von internen Fachbeiträgen/Stellungnahmen; • Einholung von Stellungnahmen externer Fachbehörden und deren Koordination • Vorbereitung und Durchführung von Jour Fixe-Terminen mit Antragstellern; laufende Betreuung der Einzelfragen • Jour Fixe mit Antragstellern und weiteren Betroffenen / Beteiligten • Prüftätigkeiten • Verfassen von Bescheiden (z.B. Freigaben, Abweichungsentscheidungen, Betriebserlaubnisse) - Laufend: • Prüfung der Tagesberichte • Koordination notwendiger Maßnahmen • Betriebsüberwachung: Wiederkehrende Prüfungen, Anlassbezogene Prüfungen und Entscheidung über Ad-hoc-Maßnahmen • Jahresgespräche **Verfahrensübergreifende Aufgaben** - Mitarbeit in entsprechenden Gremien - Fortbildung zu rechtlichen und technischen Aspekten sowie zum Fortschritt bei der besonderen Energiegewinnung
1 Verfahrensbetreuung (E9)	**Verfahrensunterstützung**

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

	- Prüfung auf Vollständigkeit von einzureichenden Unterlagen - Koordination des Einholen der internen und externen Stellungnahmen - sonstige Prüfungen zu Unterlagen und Erstellen von Teilbescheiden - Unterstützung bei der Bescheiderstellung zum Planfeststellungsbescheid - Dokumentation der Verfahrensstände und der relevanten Verfahrensübersichten - Vorbereiten, Koordination und Nachbereitung der öffentlichen Beteiligungsverfahren (Antragskonferenz, Erörterungstermin) - Durchführen von öffentlichen Bekanntmachungen - Erstellen von Gebühren- und Kostenbescheiden **Aktenverwaltung** - Prüfung des täglichen papiernen und digitalen Posteingang und –ausgangs - Vorprüfung der Post und Registrierung - Erstellen der täglichen Postumläufe für Verfahren - Papierne und elektronische Ablage der aktenrelevanten Schriftstücke und Dokumente in der Verfahrensakte und Dokumentenmanagementsystem - gerichtsfeste Dokumentation der verfahrensrelevanten Schritte - Mitwirken an Projekten zur Schriftgutverwaltung (E-Akte) und E-Government - Durchführen von Akteneinsichten
2 Juristen/innen Fachplanung (A13)	- Prüfung und Umsetzung der relevanten Rechtsgrundlagen (u.a. UVP-Richtlinie, FFH-Richtlinie, WRRL, SUP-Richtlinie, MSRL, V-RL, Vorschriften zur nachhaltigen Fischerei im Rahmen der Gemeinsamen Fischereipolitik, WindSeeG, BNatSchG, UVPG, Schutzgebietsverordnungen) - Prüfung und Umsetzung UVPG (u.a. Methodik Umweltprüfung, Betrachtung und Koordinierung einzelner und übergreifender Fragestellungen, Alternativenprüfung) - Festlegung im Küstenmeer für sonstige Energiegewinnungsbereiche (u.a. Abschluss einer Verwaltungsvereinbarung; Koordinierung und Abstimmung mit dem Küstenmeer) - Zulässigkeitsprüfung/ Prüfung Übereinstimmung mit privaten und öffentlichen Belangen - Beschaffung, Vergabe und Auftrag: Beauftragung von Gutachten, Begleitung des Ausschreibungs- und Vergabeprozesses sowie des Auftrags - Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung - Internationale Beteiligung (bei besonderen Sicherheitsfragen innovativer Technologien) - Luftfahrtrechtliche Festlegungen - Beteiligung/Schnittstelle zu anderen BSH-Referaten/Aufgabenbereichen - Koordinierung technischer und sicherheitsrelevanter Aspekte - Prüfung der räumlichen Lage; Ermittlung Flächenbedarf

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

	- Entwicklung Planungsgrundsätze (u.a. mit Umweltbezug, Abstände, Anforderungen an Plattformen, Möglichkeiten Abtransport) - Betrachtung volkswirtschaftlicher Fragestellungen - Veränderungssperre nach § 52 WindSeeG
1 Biologe/Biologin Fachplanung (A13)	Festlegung des Untersuchungsrahmens (§ 39 UVPG, § 6 WindSeeG) für den Flächenentwicklungsplan: - Ermitteln des Umfangs auf Grundlage vorhandener Umweltdaten - Festlegen des Umfangs auf Grundlage vorhandener Umweltdaten - Ermittlung des Umfangs für die zweijährige Basisaufnahme - Festlegung des Umfangs für die zweijährige Basisaufnahme Anhörung und Erörterung (§ 6 WindSeeG) - Inhaltliche fachliche Vorbereitung - Teilnahme an den Terminen - Fachliche Nachbereitung Erstellung des Umweltberichts (§ 40 UVPG), abschließende Bewertung (§ 43 UVPG) - Abstimmung von Gliederung und Inhalt mit dem Referat O1 - Auswertung von schutzgutbezogenen Fachinformationen und Fachliteratur - Beschreibung und Bewertung des Bestands und der Auswirkungen - Kumulative Betrachtung unter Berücksichtigung des ökosystemaren Ansatzes - Schutzgutübergreifende Abstimmung - Fachliche Abwägung der Stellungnahmen - Erstellung und Abstimmung der Endfassung des Umweltberichts Überwachung (§ 45 UVPG) - Überprüfung der Aussagen und Prognosen im Umweltbericht - Festlegungen im Flächenentwicklungsplans (§ 5 WindSeeG) - Abstimmung für Änderungen im FEP auf Grundlage der durchgeführten SUP - Fachbeiträge für Abstimmung - Auswertungen von Berichten und Fachliteratur Die Strategischen Umweltprüfung ist mit nachfolgenden naturschutzrechtlichen Prüfungen verbunden: Biotoprechtliche Prüfung (§ 30 BNatSchG) - Bewertung der Stellungnahmen des BfN - Erstellung von Stellungnahmen - Erstellung von Fachbeiträgen für den Umweltbericht Gebietsrechtliche Prüfung (§ 36 i.V.m. § 34 BNatSchG)

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

	- Prüfung der Verträglichkeit mit den Schutz- und Erhaltungszielen in den Naturschutzgebieten (NATURA2000-Gebiete) - Erstellung von Textentwürfen für den Umweltbericht unter Berücksichtigung der Stellungnahmen des BfN Artenrechtliche Prüfung (§ 44 BNatSchG) - Bewertung der Stellungnahmen des BfN - Erstellung von Stellungnahmen - Erstellung von Fachbeiträgen für den Umweltbericht Naturschutzgebietsrechtliche Prüfung (§ 57 BNatSchG i.V.m. § 3 der Schutzgebiets-VOen) - Bewertung der Stellungnahmen des BfN - Erstellung von Stellungnahmen - Erstellung von Fachbeiträgen für den Umweltbericht Ggf. Eingriffsregelung (§ 13 BNatSchG) - Bewertung und Bilanzierung der Beeinträchtigung der nach § 30 gesetzlich geschützten Biotope - Bewertung der Stellungnahmen des BfN
1 Diplom-Verwaltungswirt/in (A11)	**Verfahrensbezogene Aufgaben** Vorbereiten und Koordination der Öffentlichen Beteiligungsverfahren zu Wasserstoff-Anträgen und Flächenentwicklungsplan - Planung der zeitlichen Abläufe und Fristenübersichten - Durchführen der Beschaffungsmaßnahmen und Vergaben (Stenographie, Raumbuchung, Catering, Übersetzungen, weitere Maßnahmen) für Planerstellung und alle Einzelverfahren - Aufbereiten, Vorprüfen und Zusammenfassen der Stellungnahmen für Planerstellung und alle Einzelverfahren **Querschnitt** Teilnahme und Mitwirkung an abteilungsweiten oder aufgabenbezogenen Projekten: - SGV (Projekt Einführung digitale Schriftgutverwaltung) - e-Gov (Projekt E-Government) **Beschaffung** - Erstellen von Einzel-Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für Beschaffungen - Vorbereiten und Erörtern von Beschaffungsvorhaben mit der Beschaffungsstelle des BSH - Einholen von Angeboten - Erstellen von Leistungsbeschreibungen für Beschaffungen - Unterstützung bei der Erstellung von Leistungsbeschreibungen für Vergaben - vollständige Abwicklung der Beschaffungsvorgänge der Abteilung in SAP-MM von Anlegen der Bestellanforderung bis Rechnungseingang

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

	Haushalt - Unterstützung bei der Mittelplanung und Bewirtschaftung der durch die VV-BMWi zugewiesenen Haushaltsmittel - Teilnahme an Planungsgesprächen - Beratung der Referatsleitungen - Führen von Planungs- und Bewirtschaftungsübersichten - Abgleich mit den Vergaben, Beschaffungen und Mittelabflüssen - Überwachen der Verpflichtungsermächtigungen - Führen von Absprachen bei Ad-hoc-Problemen

Insgesamt entstehen beim BSH damit Gesamtkosten von 721.165 Euro pro Jahr, die sich aus der folgenden Tabelle ergeben:

	Stelle	Anzahl	Personalkosten Jahr/Stelle €	Personalkosten gesamt €	Sachkostenpauschale gesamt €	**Summe €**
Zusätzliche Planfeststellungsverfahren Energiegewinnungsanlagen	Jurist/Juristin, A13 (hD)	2	87.039	174.078	42.800	**216.878**
Zusätzliche Planfeststellungsverfahren Energiegewinnungsanlagen	Verfahrensbetreuung, E9 (gD)	1	62.511	62.511	21.400	**83.911**
Änderungen im Aufgabenbereich Flächenentwicklungsplan	Jurist/Juristin, A13	2	87.039	174.078	42.800	**216.878**
Änderungen im Aufgabenbereich Flächenentwicklungsplan	Biologe/Biologin, A13 (hD)	1	87.039	87.039	21.400	**108.439**
Änderungen im Aufgabenbereich Flächenentwicklungsplan	Diplom-Verwaltungswirt/-wirtin, A11 (gD)	1	73.659	73.659	21.400	**95.059**
Gesamtkosten						**721.165**

Die Berechnung erfolgte nach dem Berechnungsschema und den Werten des aktuellen BMF-Erlasses vom 14. Mai 2018 („Personal- und Sachkosten in der Bundesverwaltung für Kostenberechnungen/WU“). Bei den Personalkosten handelt es sich um Personaleinzelkosten zzgl. Versorgung (Beamte)/Personalnebenkosten (Tarifbeschäftigte) und sonst. Personalnebenkosten. Bei den Sachkosten ist eine Sachkostenpauschale (sächliche Verwaltungsausgaben, Investitionen, Büroräume) von 21.400 Euro pro Beschäftigtem Bei der Bundesnetzagentur entsteht zusätzlicher Verwaltungsaufwand aufgrund der neuen Kompetenzen gemäß

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

- § 13j Abs. 5 i.V.m. § 13 Abs. 1c EnWG (Festlegung Netzreserve)
- § 13j Abs. 5 i.V.m. § 13 Abs. 1a (Festlegung Mindestfaktor)
- § 13j Abs. 5 i.V.m. § 13 Abs. 1b Nr. 2 (Festlegung Mindestfaktor)
- Gesteigerte Überwachung der Vorgaben aus § 13, insbesondere 13 Abs. 3 EnWG

Der zusätzliche Personalbedarf wird mit auf 8 Stellen geschätzt. Die Stellen werden überwiegend im höheren Dienst benötigt, da die Festlegungen sehr hohe Ansprüche in juristischer, ökonomischer und technischer Hinsicht setzen (5 im höheren Dienst, 1,7 im gehobenen Dienst und ca. 1,3 im mittleren Dienst). Insgesamt führt dies zu zusätzlichen Personalkosten in Höhe von ca. 1.130.000 Euro.

Der Personalbedarf ist damit zu begründen, dass die Festlegungen unter Einbindung einer Vielzahl von Marktakteuren erfolgen müssen und eine komplexe Ermittlungstätigkeit für die Festlegungen erfolgen muss. Dies muss durch zusätzliche Stellen abgedeckt werden.

Der Überwachungsaufwand für die Vorgaben aus § 13 ff. EnWG steigt, da die Auswahlentscheidungen der Netzbetreiber durch die Integration des Einspeisemanagements in den Redispatchprozess deutlich komplexer geworden sind. Die Bundesnetzagentur muss die Richtigkeit der Auswahlentscheidungen zumindest stichprobenhaft überprüfen, um die Einhaltung der Vorgaben sicherzustellen. Im Übrigen entsteht durch das Gesetz kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Verwaltung.

5. Weitere Kosten

Mit dem vorliegenden Gesetz werden Sonderausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen eingeführt. Infolge der höheren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden einerseits die Vergütungs- und Prämienzahlungen an Anlagenbetreiber steigen. Die Höhe dieses Anstiegs hängt insbesondere vom Preisniveau der bezuschlagten Gebote sowie dem Preisniveau an der Strombörse ab. Je niedriger die Gebotshöhen und je höher das Preisniveau an der Strombörse ist, desto geringer ist die Höhe der erforderlichen Prämienzahlungen an die Anlagenbetreiber. Bei vergleichsweise niedrigen Geboten und hohen Preisen an der Strombörse kann die Höhe der Prämienzahlungen gegebenenfalls auch Null betragen. Andererseits wird das Preisniveau an der Strombörse sinken, weil mehr erneuerbarer Strom mit Grenzkosten nahe Null erzeugt und zusätzlich an der Börse gehandelt wird.

Insgesamt sind die Auswirkungen dieses Gesetzes auf die Verbraucherpreise für Strom zu vernachlässigen.

Mit dem vorliegenden Entwurf werden die Förderzahlungen für KWK-Bestandsanlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 50 Megawatt abgesenkt. Die sich daraus ergebende Gesamtersparnis bis zum Ende der KWK-Bestandsanlagenförderung wird auf etwa 150 Millionen Euro geschätzt. Die Auswirkungen auf das Preisniveau im Großhandel und für Verbraucher sind insgesamt gering.

Durch die Änderungen in den §§ 17 und 18 EnWG können sich Verbraucherinnen und Verbraucher nicht länger an ein L-Gasversorgungsnetz anschließen. Sie müssen ihren Wärme- und Warmwasserbedarf im Grundsatz künftig durch den Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz decken, sofern sie sich nicht für gänzlich andere technische Maßnahmen entscheiden (z. B. alternative Heizsysteme). Um in besonderen Härtefällen die Verhältnismäßigkeit zu wahren, gilt dies jedoch nicht, wenn Verbraucherinnen und Verbrauchern der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz unmöglich oder unzumutbar ist.

6. Weitere Gesetzesfolgen

Gleichstellungspolitische Auswirkungen oder Auswirkungen auf den demografischen Wandel sind durch dieses Gesetz nicht zu erwarten.

VII. Befristung; Evaluierung

Eine Befristung des Gesetzes ist geprüft und abgelehnt worden, da eine Befristung der vorgesehenen Änderungen mit dem im Erneuerbare-Energien-Gesetz postulierten Langfristziel nicht vereinbar wäre. Die unbefristete Geltung der Regelungen des EEG 2017 garantiert die hierfür erforderliche Investitionssicherheit und schafft die Voraussetzungen für die vorgesehene langfristige Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung.

Eine periodische Evaluierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Kraft-Wärmekopplungsgesetzes ist gesetzlich vorgesehen.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

Zu Nummer 1

Das **Inhaltsverzeichnis** wird aufgrund

- der Schaffung eines einheitlichen Regimes zur Redispatchoptimierung (in der Folge werden die §§ 14, 15 und 18 EEG 2017 aufgehoben),
- der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 zu den EEG-Umlageprivilegien der Eigenversorgung aus neuen Anlagen und neuen hocheffizienten KWK-Anlagen,
- der Einfügung des neuen § 62a EEG 2017 zur Messung und Schätzung von Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in unterschiedlicher Höhe unterliegen und der damit im Zusammenhang stehenden Aufhebung des bisherigen § 61h EEG 2017 und
- der Änderung der Bezeichnung des § 80a EEG 2017

angepasst.

Zu Nummer 2

In **§ 3 Nummer 47a EEG 2017** wird mit Blick auf die neu eingefügten §§ 61c und 61d EEG 2017 der Begriff der Vollbenutzungsstunde zur Eigenversorgung ergänzt. Dieser Begriff weicht erheblich von dem Begriff der Vollbenutzungsstunde in § 2 Nummer 3 KWKG ab. Maßgeblich ist allein die Stromerzeugung zur Eigenversorgung. Jeder KWK-Anlage wird insoweit - abhängig von ihrer installierten Leistung - ein jährliches Kontingent umlageprivilegierter Eigenversorgungsmengen gewährt.

Zu Nummer 3

Windenergieanlagen blinken in der Nacht rot, um für Flugzeuge erkennbar zu sein. Damit blinken die Anlagen den größten Teil (95 – 100 Prozent) des Jahres völlig unnötig, da sich die meiste Zeit keine Luftfahrzeuge im Windpark-Umfeld bewegen. Seit September 2015 gibt es die Möglichkeit der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung. D.h. vom Windpark aus wird der Himmel durchgehend nach Bewegungen von Luftfahrzeugen abgetastet und sobald ein Flugzeug / Helikopter erfasst wird, fängt der Windpark an rot zu blinken. Die restliche Zeit bleibt der Windpark dunkel.

Bisher planen nur sehr wenige Betreiber diese Möglichkeit zu nutzen. Grund dafür: Rechtlich zugelassen sind bisher nur sehr teure Radaranlagen (aktuell bei rund 100.000 € pro Windenergieanlage). Ein wesentlicher Nachteil, der einer flächendeckenden Einführung entgegensteht: Für das derzeit am häufigsten genutzte System ist die Zuweisung einer Radarfrequenz durch die BNetzA erforderlich. Radarfrequenzen sind nach heutiger Ein-schätzung nicht flächendeckend vorhanden.

Eine Alternative zu den teuren Radaranlagen ist die Nutzung von Transpondersignalen. Transponder haben heute alle Flugzeuge an Bord, die in der Nacht fliegen. Transponder senden Signale aus, die durch sehr einfache und kostengünstige Antennen empfangen werden können, so auch von Antennen in Windparks. Diese technische Lösung bietet drastische Kostenvorteile. Die Kosten für die Empfänger der Transpondersignale liegen für einen gesamten Windpark (Radius 10 km) bei rd. 30.000 € einmalig.

Bei diesen geringen Kosten können sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen grundsätzlich entsprechend ausgerüstet werden, ohne dass eine Erhöhung der EEG-Förderkosten aufgrund von verfassungsrechtlichen Vorgaben notwendig ist. Die Bundesnetzagentur kann auf Antrag hin, insbesondere kleine Windparks von der Pflicht ausnehmen, sofern die Ausrüstung der Anlagen mit dieser Technik wirtschaftlich unzumutbar ist.

Vor diesem Hintergrund ist nach dem neuen § 9 Absatz 8 EEG 2017 die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung der Windenergieanlagen an Land unter Berücksichtigung der verfassungsrechtlich notwendigen Übergangsvorschriften für alle Windenergieanlagen, also sowohl Bestands- als auch Neuanlagen, verpflichtend. Die Pflicht kann technologieoffen durch unterschiedliche Technologien (Aktivradarsystem, Passivradarsysteme wie auch Sekundärradarsystem) erfüllt werden. Ausreichend nach Satz 2 ist die Ausstattung der Anlagen mit technischen Einrichtungen zur bedarfsgerechten Nachkennzeichnung, die die Signale von Transpondern verwenden, selbst

dann, wenn diese Technik noch nicht luftverkehrstechnisch zugelassen ist. Die Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrhindernissen wird aber zeitnah entsprechend angepasst, so dass künftig auch eine bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung auf der Grundlage der Transpondertechnik grundsätzlich zulässig ist.

Zu Nummer 4

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung, da § 14 EEG 2017 im Rahmen der Integration des Einspeisemanagements in den Redispatch aufgehoben wird.

Zu Buchstabe b

Die Absätze 3 und 4 des § 11 EEG 2017 werden aufgrund der Überführung der Vorschriften zum Einspeisemanagement in den Redispatch entbehrlich.

Zu Buchstabe c

Die Nummerierung der Absätze wird angepasst.

Zu Nummer 5

Das Einspeisemanagement wird zukünftig im Rahmen des Redispatch im EnWG geregelt. § 14 EEG 2017 wird in neuer Form in § 13 Absatz 1a und § 13a Absatz 1 EnWG übernommen. Die Entschädigungsregelung des § 15 EEG 2017 bleibt erhalten und wird in § 13a Absatz 2 Satz 3 Nummer 5 EnWG, Satz 4 und 5 –neu- überführt. Durch die Streichung des § 11 Absatz 3 EEG 2017 wird § 18 EEG 2017 entbehrlich.

Zu Nummer 6

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch.

Zu Nummer 7

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch.

Zu Nummer 8

Zu Buchstabe a

Durch die Änderungen in Satz 1 in **§ 28 Absatz 1 EEG 2017** werden die Mengen der Innovationsausschreibungen von den allgemeinen Ausschreibungsmengen abgezogen.

Durch die jeweiligen neuen Sätze 2 und 3 in **§ 28 Absatz 1 EEG 2017** und **§ 28 Absatz 2 EEG 2017** werden die im Koalitionsvertrag vereinbarten Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Solaranlagen eingeführt.

Die Sonderausschreibungen werden auf drei Jahre gestreckt, 2019 bis 2021, um insbesondere bei Windenergie an Land ausreichende Flächenpotenziale und damit Wettbewerb zu gewährleisten.

Die erste Ausschreibungsrunde der Sonderausschreibungen im Jahr 2019 findet erst im September statt, um dem Markt die Gelegenheit zu geben, sich auf die zusätzlichen Mengen einzustellen. Auf diese Weise soll ausreichend Wettbewerb in den Ausschreibungen sichergestellt werden.

Zu Buchstabe b

Durch die Änderung in **§ 28 Abs. 1a EEG 2017** werden die bisherigen Regelungen, nach denen die Ausschreibungsmengen im Folgejahr um die bezuschlagten Mengen aus den grenzüberschreitenden Ausschreibungen und um die Pilotwindenergieanlagen, die im Vorjahr gebaut worden sind, verringert werden, unverändert beibehalten. Neu ist die Nummer 3, nach der künftig die bezuschlagten Mengen aus der gemeinsamen Ausschreibung jeweils zur Hälfte von den technologiespezifischen Wind- und Solarausschreibungen im Folgejahr abgezogen werden. Durch diese Regelung wird sichergestellt, dass Wind- und PV in den gemeinsamen Ausschreibungen wirklich miteinander konkurrieren und sich das Verhältnis zwischen den Technologien durch diese Ausschreibungen verändern kann. Die bisherige Regelung sah vor, dass bei den gemeinsamen Ausschreibungen die Mengen entsprechend der bezuschlagten Mengen abgezogen werden. Dies hat dazu geführt, dass es nicht zu einer Veränderung des Technologiemix durch die gemeinsamen Ausschreibungen kommen konnte.

Die bisherige Regelung nach das Ausschreibungsvolumen eines Kalenderjahres für das keine Zuschläge vergeben werden konnten, das Ausschreibungsvolumen im nächsten Kalenderjahr automatisch erhöht, wird abgeschafft. Vor dem Hintergrund der derzeitigen Wettbewerbslage soll das Ausschreibungsvolumen, dass in den Jahren 2019 bis 2021 nicht bezuschlagt worden ist, nicht in das Folgejahr, sondern jeweils erst drei Jahre später auf das Ausschreibungsvolumen darauf geschlagen werden. Dies bedeutet, dass das Ausschreibungsvolumen nach Absatz 1

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

aus dem Jahr 2019 für das keine Zuschlag vergeben werden konnten, auf das Ausschreibungsvolumen des Jahres 2022 darauf geschlagen wird und das Ausschreibungsvolumen aus dem Jahr 2020, dass nicht bezuschlagt werden konnte, auf das Jahr 2023 und das Ausschreibungsvolumen aus dem Jahr 2021, dass nicht bezuschlagt werden konnte, auf das Jahr 2024, etc. Durch diese Regelung soll sichergestellt werden, dass trotz der Sonderausschreibungen ausreichend Wettbewerb in den Ausschreibungen besteht. Sofern in den Ausschreibungen ab 2022 das Ausschreibungsvolumen nicht ausgeschöpft wird, verfällt dieses Ausschreibungsvolumen.

Die Bundesnetzagentur wird die jeweiligen Mengen um die sich das Ausschreibungsvolumen nach § 28 Absatz 1a und Absatz 2a verringert oder erhöht zunächst im jeweiligen Folgejahr ermitteln und dann anschließend auf die folgenden Ausschreibungen im Folgejahr gleichmäßig verteilen.

Zu Buchstabe c

Durch die Änderungen in Satz 1 in **§ 28 Absatz 2 EEG 2017** werden die Mengen der Innovationsausschreibungen von den allgemeinen Ausschreibungsmengen abgezogen.

Durch die neuen Sätze 2 und 3 in **§ 28 Absatz 2 EEG 2017** werden die im Koalitionsvertrag vereinbarten Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Solaranlagen eingeführt.

Die Sonderausschreibungen werden auf drei Jahre gestreckt, 2019 bis 2021, um insbesondere bei Windenergie an Land ausreichende Flächenpotenziale und damit Wettbewerb zu gewährleisten.

Die erste Ausschreibungsrunde der Sonderausschreibungen im Jahr 2019 findet erst im September statt, um dem Markt die Gelegenheit zu geben, sich auf die zusätzlichen Mengen einzustellen. Auf diese Weise soll ausreichend Wettbewerb in den Ausschreibungen sichergestellt werden.

Zu Buchstabe d

Durch die Änderung in **§ 28 Absatz 2a EEG 2017** werden die bisherigen Regelungen, nach denen die Ausschreibungsmengen im Folgejahr um die bezuschlagten Mengen aus den grenzüberschreitenden Ausschreibungen und um die Freiflächenanlagen, die kleiner als 750 kW sind und im Vorjahr gebaut worden sind, verringert werden, unverändert beibehalten. Neu ist die Nummer 3, nach der künftig die bezuschlagten Mengen aus der gemeinsamen Ausschreibung jeweils zur Hälfte von den technologiespezifischen Wind- und Solarausschreibungen im Folgejahr abgezogen werden. Durch diese Regelung wird sichergestellt, dass Wind- und PV in den gemeinsamen Ausschreibungen wirklich miteinander konkurrieren und sich das Verhältnis zwischen den Technologien durch diese technologieneutralen Ausschreibungen verändern kann. Die bisherige Regelung sah vor, dass bei den gemeinsamen Ausschreibungen die Mengen entsprechend der bezuschlagten Mengen abgezogen werden. Dies hat dazu geführt, dass es nicht zu einer Veränderung des Technologiemix durch die gemeinsamen Ausschreibungen kommen konnte.

Die bisherige Regelung, nach der das Ausschreibungsvolumen eines Kalenderjahres, für das keine Zuschläge vergeben werden konnten, das Ausschreibungsvolumen im nächsten Kalenderjahr automatisch erhöht, wird abgeschafft. Vor dem Hintergrund der derzeitigen Wettbewerbslage soll das Ausschreibungsvolumen, das in den Jahren 2019 bis 2021 nicht bezuschlagt worden ist, nicht in das Folgejahr, sondern jeweils erst drei Jahre später auf das Ausschreibungsvolumen addiert werden. Dies bedeutet, dass das Ausschreibungsvolumen nach Absatz 1 aus dem Jahr 2019 für das kein Zuschlag vergeben werden konnte, auf das Ausschreibungsvolumen des Jahres 2022 darauf geschlagen wird, das Ausschreibungsvolumen aus dem Jahr 2020, das nicht bezuschlagt werden konnte, auf das Ausschreibungsvolumen im Jahr 2023 und das Ausschreibungsvolumen aus dem Jahr 2021, das nicht bezuschlagt werden konnte, auf das Ausschreibungsvolumen im Jahr 2024. Durch diese Regelung soll sichergestellt werden, dass trotz der Sonderausschreibungen ausreichend Wettbewerb in den Ausschreibungen besteht. Sofern das Ausschreibungsvolumen in den Ausschreibungen ab 2022 nicht ausgeschöpft wird, verfällt dieses Ausschreibungsvolumen.

Zu Buchstabe e

Durch die Änderung in **§ 28 Absatz 3 EEG 2017** wird der jährliche Ausschreibungstermin für Biomasse vom 1. September auf den 1. Mai verlegt. Durch die Einführung der Sonderausschreibungen finden am 1. September nunmehr bereits zwei Ausschreibungen statt.

Zu Buchstabe f

Die gemeinsamen Ausschreibungen werden um ein Jahr verlängert.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Buchstabe g

Mit der Änderung des **§ 28 Abs. 6 EEG 2017** werden die Ausschreibungen im Rahmen des Innovationspiloten nach § 39j EEG um ein Jahr verschoben, da 2018 keine Ausschreibungen stattgefunden haben. Darüber hinaus wird das Ausschreibungsvolumen für die Innovationsausschreibungen angehoben.

Die Ausschreibungsmengen der Innovationsausschreibungen wurden von den bislang bestehenden Ausschreibungsmengen der technologiespezifischen Ausschreibungen je zur Hälfte abgezogen. Durch die Innovationsausschreibungen ergeben sich daher keine zusätzlichen Ausschreibungsmengen.

Zu Nummer 9

Zu Buchstabe a

Nach dem bislang gültigen Wortlaut des **§ 30 Absatz 1 EEG 2017** müssen nur juristische Personen einen Bevollmächtigten angeben, nicht aber rechtsfähige Personengesellschaften. Da jedoch gerade bei GbRs die Vertretungsregelungen nicht offenkundig sind und eine Differenzierung nicht gewollt war, verlangt nun das Gesetz die Nennung eines Bevollmächtigten immer dann, wenn der Bieter keine natürliche Person ist.

Zu Buchstabe b

Durch die Änderung in **§ 30 Abs. 2 EEG 2017** wird eine Unstimmigkeit mit den Regelungen in § 22 EEG beseitigt.

Zu Nummer 10

In **§ 30a Absatz 1 EEG 2017** wird der zweite Halbsatz ersatzlos gestrichen, da er zu Verwirrungen geführt hat. Denn nicht nur Gebote, sondern auch die anderen bei der Gebotsabgabe einzureichenden Schriftstücke müssen von der Bundesnetzagentur gemachten Formatvorgaben entsprechen, damit die Behörde das Verfahren rasch und rechtssicher abschließen kann.

Zu Nummer 11

Mit der Änderung in **§ 36e Abs. 1 EEG 2017** wird die Realisierungsfrist für Windenergieanlagen an Land von 30 auf 24 Monate verkürzt. Diese Verkürzung gilt für die ersten drei Ausschreibungsrunden im Jahr 2019. Hintergrund ist der große Erfolg von Bürgerenergiegesellschaften in den ersten Ausschreibungsrunden 2017 (97 Prozent der Zuschläge). Für Bürgerenergiegesellschaften gilt nach § 36g Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 eine 54 monatige Realisierungsfrist. Es besteht daher die Befürchtung, dass es 2019 und 2020 zu einer geringeren Realisierung an neuen Windenergieanlagen an Land kommen wird. Die Verkürzung der Realisierungsfrist für die Dauer von drei Ausschreibungsrunden soll dieser erwarteten Entwicklung entgegenwirken, indem eine gewisse Anzahl von Projekten schneller realisiert wird.

In **§ 36e Absatz 2 EEG 2017** wird ein redaktionelles Versehen beseitigt. Die Verlängerung der Fristen soll auch möglich sein, wenn die sofortige Vollziehbarkeit vor der Einlegung einer Klage angeordnet worden ist.

Zu Nummer 12

Der neue **§ 36h Abs. 5 EEG 2017** dient der Klarstellung. Bisher war unklar, ob nach der Berechnung des anzulegenden Wertes nach § 36h EEG 2017 die anzulegenden Werte gerundet werden. Insbesondere fehlte in § 36h eine explizite Rundungsregelung wie z.B. in § 46a Abs. 6, § 40 Abs. 5, § 41 Abs. 4, § 44a, § 45 und § 49 Abs. 7 EEG 2017. Durch die eingefügte Rundungsregelung wird die Abwicklung der Zahlungen für Strom aus Windenergieanlagen vereinfacht.

Zu Nummer 13

Indem **§ 37b Abs. 2 EEG 2017** gestrichen wird, erfolgt die jährliche Anpassung des Höchstwertes bei Solaranlagen künftig nicht mehr in Abhängigkeit von den Zubauzahlen, sondern durch die Bundesnetzagentur aufgrund des § 85a EEG 2017. Der Solarmarkt ist seit vielen Jahren durch schnelle Veränderungen geprägt. Eine Festlegungskompetenz wird diesen Rahmenbedingungen besser gerecht als eine automatische Anpassung der Höchstwerte.

Zu Nummer 14

Die Änderung in **§ 39i EEG 2017** betrifft die gemeinsamen Ausschreibungen. Die gemeinsamen Ausschreibungen sind bisher bis 2020 befristet. Mit der Änderung werden die gemeinsamen Ausschreibungen um zwei Jahre verlängert. Wobei im Jahr 2022 nur dann eine gemeinsame Ausschreibung stattfindet, wenn in der Innovationsausschreibung im Jahr 2021 nicht das gesamte Ausschreibungsvolumen bezuschlagt werden konnte.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Nummer 14

Neben den gemeinsamen Ausschreibungen sollen von 2019 bis 2021 noch Innovationsausschreibungen durchgeführt werden, in denen technische Innovationen getestet werden können, die derzeit noch nicht im großen Umfang marktreif sind.

Zu Buchstabe a

Durch die Änderung in **§ 39j EEG 2017** wird der Zeitraum in dem die Innovationsausschreibungen stattfinden sollen von 2018 bis 2020 auf den Zeitraum von 2019 bis 2020 verschoben.

Zu Buchstabe b

In der Innovationsausschreibung im Jahr 2019 sollen die bezuschlagten Anlagen keine Entschädigung für die entfallende Marktprämie bei Abregelungen erhalten. Die Marktprämie wird somit bei der Entschädigung nach § 13a EnWG nicht berücksichtigt.

Zu Buchstabe c

Durch die Einfügung eines neuen Absatzes 2 verschieben sich die folgenden Absätze.

Zu Buchstabe d

Durch die Verschiebung des Zeitraums für die Innovationsausschreibugen muss auch die Evaluierung um ein Jahr verschoben werden, ansonsten könnten die Ergebnisse der letzten Ausschreibungsrunden bei der Evaluierung nicht mehr berücksichtigt werden.

Zu Nummer 15

Die Preise für Photovoltaikmodule und Photovoltaikanlagen sind in den letzten Monaten stark gesunken. Gründe für den Preisverfall sind ein anhaltendes Überangebot im Weltmarkt und das Auslaufen der EU-Anti-Dumping- und Anti-Subventionszölle auf chinesische Photovoltaikmodule. Dies hat zu einer Überförderungssituation von größeren Photovoltaikdachanlagen geführt. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen im Forschungsvorhaben „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (2017) – Teilvorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie“ haben im Dezember 2017 gezeigt, dass eine Überförderung für Photovoltaikdachanlagen ab 250 kW besteht (veröffentlichter Endbericht: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-4-solar.html). Eine Korrektur der Fördersätze erfolgt über den atmenden Deckel nach § 49. Die monatliche Degression beträgt seit dem 1. August 2018 1 Prozent. Eine erneute Preiserhebung im Oktober 2018 und Wirtschaftlichkeitsanalysen haben allerdings gezeigt, dass die Preise stärker als die Förderung gesunken sind. Eine Überförderung liegt jetzt bereits bei Anlagen ab 60 kW vor. Die Bundesregierung ist beihilferechtlich verpflichtet, eine Überförderung der EU-Kommission anzuzeigen und diese zu korrigieren. Diese Anzeige ist erfolgt und in der Folge soll die Überförderung zum 1. Januar 2019 durch eine Anpassung des anzulegenden Wertes für Solaranlage bis einschließlich einer installierten Leistung von 750 kW korrigiert werden. Dieser Wert betrug im Oktober 2018 10,68 Cent pro Kilowattstunde. Der Wert wird auf das Niveau der Freiflächenanlagen abgesenkt. Dieser Wert wird zum 1. Januar 2019 auf 8,33 Cent pro Kilowattstunde festgelegt.

Zu Nummer 16

Zu Buchstabe a

Aufgrund der neuen Festlegung des anzulegenden Wertes für Solaranlagen mit einer installierten Leistung von 750 kW wird in **§ 49 Abs. Satz 1 EEG 2017** geregelt, dass die Degression ausgehend von diesem neuen Wert erst ab dem 1. Januar 2019 einsetzt und der anzulegende Wert von diesem Zeitpunkt an neu berechnet wird.

Zu Buchstabe b

Der atmende Deckel nach **§ 49 EEG 2017** wirkt sich nur auf den Zubau von Solaranlagen aus, deren Vergütung gesetzlich bestimmt wird. Das sind solche Anlagen, die nicht im Rahmen einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten haben. Für den atmenden Deckel sollen nur Anlagen mit gesetzlich bestimmter Vergütung maßgeblich sein. Der Bezug in **§ 49 Abs. 1 Satz 2 EEG 2017** wird daher entsprechend auf Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, angepasst. Anderenfalls würde die Wirkungsweise des atmenden Deckels beeinträchtigt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Buchstabe c

In Folge dieser Änderung wird in **§ 49 Abs. 2 und 3 EEG 2017** der Ausbaukorridor an den Ausbaukorridor für Dachanlagen unterhalb von 750 Kilowatt angepasst. Im Gegensatz zu den Dachanlagen unterhalb von 750 Kilowatt (kW) sind die Anlagen, die im Rahmen der Ausschreibung einen Zuschlag erhalten, mengenmäßig durch die festgelegte Ausschreibungsmenge klar begrenzt und sollen daher auch nicht den atmenden Deckel beeinflussen. Der Wert von 1.900 MW ergibt sich dadurch, dass vom geplanten Brutto-Zubau für Solaranlagen in § 4 EEG 2017 von 2.500 MW das Volumen der ausgeschriebenen Anlagen (600 MW) abgezogen wird.

Zu Buchstabe d

Durch die Ergänzung in **§ 49 Abs. 5 EEG 2017** werden die bezuschlagten Mengen der Sonderausschreibungen beim 52 GW-Deckel nicht berücksichtigt.

Zu Nummer 17

Die Ergänzung in **§ 52 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG 2017** ist eine Folgeänderung aufgrund der Einführung der verpflichtenden bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung in § 9 Absatz 8 EEG 2017. Durch diese Ergänzung wird der Verstoß gegen diese Pflicht sanktioniert. Neuanlagen, die nach dem 31. Dezember 2019 die Pflicht nach § 9 Absatz 8 EEG 2017, nicht erfüllen, erhalten keine Förderung über eine Marktprämie mehr. Für Bestandsanlagen greift diese Sanktion erst ab dem 1. Januar 2021.

Zu Nummer 18

Für Windenergieanlagen an Land, die im Jahr 2019 einen Zuschlag erhalten haben, gilt eine verkürzte Realisierungsfrist von 24 Monaten. Vor diesem Hintergrund wird mit dem neuen **§ 55 Abs. 1 Satz 3 EEG 2017** auch für die Anlagen, die in den Ausschreibungen im Jahr 2019 einen Zuschlag erhalten haben, die Regelung für die Pönalen angepasst.

Zu Nummer 19

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Überführung des Einspeisemanagements in das Energiewirtschaftsgesetz. Mit der Einführung einer Verpflichtung zum bilanziellen Ausgleich nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes erhält im Falle der nicht direktvermarkteten Anlagen, deren Betreiber eine Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, der Netzbetreiber, der den Strom nach § 11 Absatz 1 Satz 2 kaufmännisch abnimmt, in seiner Funktion als Bilanzkreisverantwortlicher (Betreiber des EEG-Bilanzkreises) einen bilanziellen Ausgleich bei strom- oder spannungsbedingter Abregelung der Erzeugung. Diese bilanziellen Strommengen sind an den Übertragungsnetzbetreiber weiterzugeben. Gleichzeitig erhält der Anlagenbetreiber keine Vergütung, sondern eine Entschädigung.

Zu Nummer 20

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 21

Es handelt sich um eine Folgeänderung, die sich aus der Einführung der Verpflichtung zum Bilanzkreisausgleich gemäß § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes ergibt.

Zu Nummer 22

Es handelt sich um eine Folgeänderung, die sich aus der Einführung der Verpflichtung zum Bilanzkreisausgleich gemäß § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes ergibt. Die Strommengen, die der Netzbetreiber in seiner Funktion als Bilanzkreisverantwortlicher (Betreiber des EEG-Bilanzkreises) im Falle einer kaufmännischen Stromabnahme nach § 11 Absatz 1 Satz 2 EEG als bilanziellen Ausgleich gemäß § 13a Absatz 1a EnWG enthält, sind gemeinsam mit den nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 vergüteten Strommengen zu vermarkten. Andernfalls entstünden bilanzielle Ungleichgewichte. Außerdem wäre es nicht sachgerecht, auf die Einnahmen aus der Vermarktung dieser Strommengen zu verzichten und so die EEG-Umlage unnötig zu erhöhen. Der Vermarktung steht nicht entgegen, dass es sich beim bilanziellen Ausgleich nicht um Strom aus Erneuerbaren Energien handelt, da nach § 59 nur die Strommenge, nicht jedoch die EE-Eigenschaft des Stroms an der Börse vermarktet wird.

Zu Nummer 23

Mit der Änderung in **§ 60 Abs. 1 Satz 2 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017, der Aufhebung der bisherigen § 61h EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen angepasst.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Nummer 24

Mit der Änderung in **§ 61 Abs. 2 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017, der Aufhebung der bisherigen § 61h EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen angepasst.

Zu Nummer 25

Zu § 61b EEG 2017

Aufgrund der umfassenden Neuregelung der Höhe der EEG-Umlage bei der Eigenversorgung aus KWK-Anlagen wurde das Umlageprivileg für Erneuerbare-Energien-Anlagen in einen eigenständigen Paragraphen überführt. Die Regelung entspricht gleichwohl inhaltlich nahezu der bisherigen Regelung in § 61b Nummer 1 EEG 2017. Zur Klarstellung des Anwendungsbereichs der Regelung – insbesondere auch in Abgrenzung zu § 61c und § 61d EEG 2017 wurde klargestellt, dass das Privileg nur greift, wenn in den Anlagen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden. Co-firing von Biomasse (z. B. Biomethan in einem Erdgaskraftwerk oder Holz in einem Kohlekraftwerk) berechtigt insoweit nicht zu Inanspruchnahme des Umlageprivilegs des § 61b EEG 2017. In Betracht kommt in diesem Fall allein das Umlageprivileg des § 61c EEG 2017, soweit dessen Voraussetzungen erfüllt sind.

Zu § 61c EEG 2017

In § 61c EEG 2017 wird das Umlageprivileg für KWK-Anlagen in der Eigenversorgung, welche keine Bestandsanlagen nach den §§ 61d ff. EEG 2017 sind, neu geregelt. Die Neuregelung ist erforderlich, weil die Europäische Kommission es abgelehnt hat, die beihilferechtliche Genehmigung der früheren Regelung zu verlängern. Grund hierfür ist die für einige KWK-Anlagen nach dem bisherigen Privileg bestehende Überförderungssituation.

Die Bundesregierung hat gegenüber der Europäischen Kommission zugesagt, ab dem Jahr 2019 jährlich die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen auf Basis der in der beihilferechtlichen Notifizierung enthaltenen Beispiel-KWK-Anlagen zu evaluieren. Eine gesetzliche Anpassung des Umlageprivilegs vor Ablauf der beihilferechtlichen Genehmigung soll aber nur dann erfolgen, wenn eine systematische Überförderung festgestellt wird. Eine solche systematische Überförderung liegt vor, wenn die Stromgestehungskosten (nach LCOE-Methode) von mindestens einer der Beispiel-KWK-Anlagen unter Berücksichtigung der reduzierten EEG-Umlage bei einer angenommenen Projektrendite von 30 Prozent in zwei aufeinanderfolgenden Jahren in der Lebensdauerbetrachtung um mehr als 0,5 ct/kWh unter dem anzusetzenden mittleren Marktpreis für Strom liegt. Die Differenz von 0,5 ct/kWh beschreibt die Bandbreite, die auch in langfristigen Preispfaden typischerweise von kurzfristigen Volatilitäten der Strom- und Gaspreise verursacht wird, ohne die Rendite von KWK-Anlagen nachhaltig zu beeinflussen.

Sofern eine solche systematische Überförderung festgestellt wird, wird die Bundesregierung dem Deutschen Bundestag schnellstmöglich eine gesetzliche Änderung der Umlageermäßigung für neu zu errichtende KWK-Anlagen vorschlagen, die dann zum nächstmöglichen Zeitpunkt angewendet wird.

Die derart festgestellte Ermäßigung für neu zu errichtende KWK-Anlagen gilt für sämtliche neu zu errichtenden KWK-Anlagen. Sie entfaltet keinerlei Rückwirkung auf bereits in Betrieb genommene KWK-Anlagen. Für diese gilt ab der Neuregelung durch den vorliegenden § 61c EEG 2017 die zum Zeitpunkt der erstmaligen Nutzung zur Eigenversorgung geltende Ermäßigung.

Absatz 1 enthält die ab dem 1. Januar 2018 geltende generelle Regelung und entspricht weitgehend der bisherigen Bestimmung in § 61b Nummer 2 EEG 2017 a. F. Anders als bisher wird das Umlageprivileg neuen KWK-Anlagen nach **Absatz 1 Nummer 1** nur gewährt, wenn diese Strom auf Basis von gasförmigen Brennstoffen erzeugen. Damit erhalten insbesondere neue KWK-Anlagen, die mit Kohle befeuert werden, keinerlei Privilegien bei der EEG-Umlage mehr. Eine rein redaktionelle Anpassung hat zudem der Verweis auf das Energiesteuergesetz zur Bestimmung der Hocheffizienz aufgrund der dortigen Neuregelung erfahren.

Nach **Absatz 2** ist die Regelung des Absatz 1 nicht anzuwenden auf KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 1 bis einschließlich 10 MW soweit diese in einem Kalenderjahr eine Auslastung von mehr als 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung aufweisen. Grund ist, dass die Wirtschaftlichkeit eines KWK-Neubauprojektes stark von den spezifischen Parametern der KWK-Anlage abhängt – insbesondere deren Typ, Größe, Auslastung und Eigennutzungsquote. In der Praxis zeigt sich daher ein sehr heterogenes Bild: Während bestimmte KWK-Neubauprojekte unter der früheren Regelung bei einer EEG-Umlagebelastung von 40 Prozent Renditen von über 60 Prozent ermöglichen, operieren andere Investitionsprojekte an der Grenze zur Wirtschaft-

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

lichkeit und lassen sich nur über lange Zeiträume amortisieren. Für die Neuregelung ergibt sich insofern die Notwendigkeit, möglichst zielgenau jene Fallkonstellationen zu adressieren, in denen Überförderungen auftreten – ohne dabei die Wirtschaftlichkeit weniger rentabler KWK-Anlagen zu gefährden. Aus diesem Grunde sieht Absatz 2 für KWK-Anlagen bestimmter Größe eine Sonderregelung vor. Diese Sonderregelung greift ausschließlich für KWK-Anlagen bestimmter Größe und auch nur dann, wenn diese eine hohe Auslastung zur Eigenversorgung aufweisen. Da die Legaldefinition der KWK-Anlage in § 3 Nummer 32 EEG 2017 auf die Legaldefinition in § 2 Nummer 13 KWKG verweist findet zwar grundsätzlich auch die Verklammerungsregelung des § 2 Nummer 14 zweiter Halbsatz KWKG Anwendung. Diese ist ausweislich Ihres Wortlautes hinsichtlich ihres Anwendungsbereichs indes auf die in den §§ 4 bis 8 KWKG genannten Leistungsgrenzen beschränkt. Aus diesem Grund ordnet **Absatz 2 Satz 3** die entsprechende Anwendung der Verklammerungsregelung des KWKG und damit auch der hierzu etablierten Praxis des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle an.

Nach **Absatz 2 Satz 1 erster Halbsatz** ist das generelle Umlageprivileg von KWK-Anlagen des Absatz 1 nicht auf KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 bis einschließlich 10 MW anzuwenden. Der Begriff der installierten Leistung ist in § 3 Nummer 31 EEG 2017 legal definiert. Ein Rückgriff auf die Legaldefinition der elektrischen Leistung in § 2 Nummer 7 KWKG scheidet aufgrund der nach dieser Begriffsdefinition in Abzug zu bringenden für den Betrieb erforderlichen Eigenverbrauchsleistung aus. Die Begrenzung der Sonderregelung auf das Segment mit mehr als 1 bis einschließlich 10 MW installierter Leistung resultiert aus dem Ergebnis typisierter Beispielrechnungen. Hiernach sind etwaige Projektrenditen von über 30 Prozent auf das Anlagesegment von mehr als 1 MW bis einschließlich 10 MW installierter Leistung begrenzt. Dies ergibt sich u. a. aus den (im Vergleich mit anderen Anlagetypen) geringeren Investitionskosten von standardisierten Blockheizkraftwerken (BHKW), welche auf eine relativ große Menge erzeugten Stroms umgelegt werden.

Auch innerhalb des Anlagesegments mit mehr als 1 bis einschließlich 10 MW installierter Leistung, das von der Neuregelung erfasst ist, ist eine genaue Abgrenzung der Überförderungsproblematik notwendig, um unerwünschte Effekte auf die Investitionstätigkeiten zu vermeiden. Nach **Absatz 2 Satz 1 zweiter Halbsatz** gilt die Ausnahme von der generellen Regelung in Absatz 1 daher nur *soweit*, wie KWK-Anlagen in einem Kalenderjahr eine kalenderjährliche Auslastung von mehr als 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung im Sinn des § 3 Nummer 47a EEG 2017 aufweisen. Liegt die Auslastung der KWK-Anlagen folglich bei 3.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr oder darunter, bleibt es auch für KWK-Anlagen innerhalb des Segments zwischen 1 bis einschließlich 10 MW bei der generellen Regelung des Absatzes 1. Erst wenn die KWK-Anlagen eine kalenderjährliche Auslastung über 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung aufweisen, gilt das Umlageprivileg des Absatz 1 nicht mehr. Für diesen Fall bestimmt zudem **Absatz 2 Satz 2**, dass die Privilegierung des Absatz 1 teilweise auch für die ersten 3.500 Vollbenutzungsstunden entfällt; dies nämlich in dem gleichen Umfang, in dem die Grenze von 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung überschritten wird. Bei einer Auslastung von 3.600 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung, wird das Umlageprivileg folglich nur für 3.400 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung gewährt. Auf die übrigen 200 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung ist die volle EEG-Umlage zu entrichten.

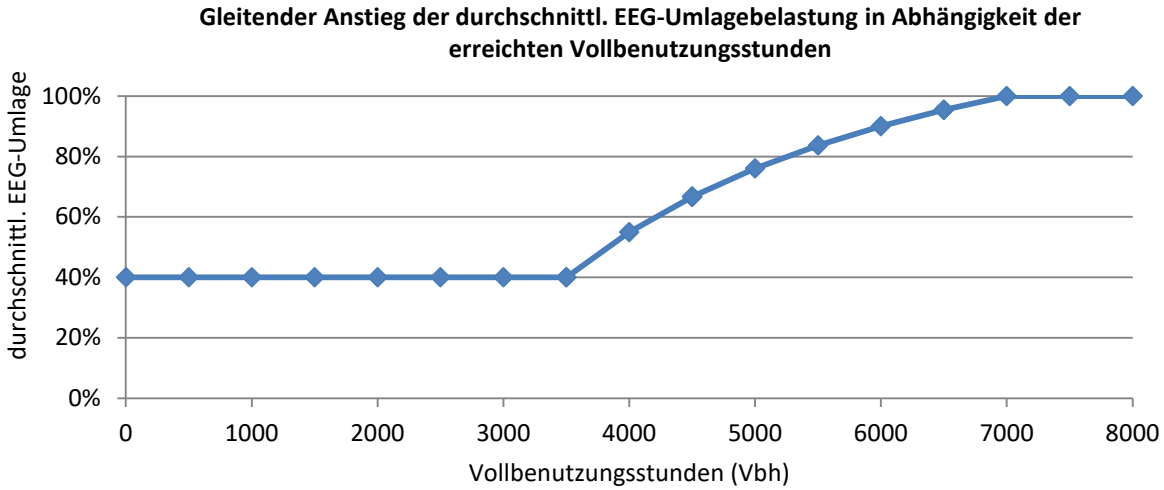
Die vorstehende Systematik der Umlageerhebung ist dem Umstand geschuldet, dass für die Höhe der Projektrenditen die Benutzungsdauer der KWK-Anlagen zum Zweck der Eigenversorgung mit Strom maßgebend ist. Konkret bedeutet dies: Je höher die Zahl der jährlich anfallenden Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung bei einer KWK-Anlage ausfällt, desto schneller verlieren in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung die Investitions- und fixen Betriebskosten gegenüber den Ersparnissen bei den variablen Kosten an Bedeutung. Die Projektrenditen steigen also mit der Auslastung zur Eigenversorgung.

Für die Neuregelung bedeutet dies, dass eine Förderfähigkeit der KWK-Anlagen in Form einer Umlagebegrenzung auf 40 Prozent bis zu einer bestimmten jährlichen Vollbenutzungsgrenze begründet werden kann. Legt man die Renditeentwicklung der profitabelsten Beispielanlagen zu Grunde, ist dieser Punkt bei 3.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr erreicht.

Über die Grenze von 3.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr hinaus büßt eine KWK-Anlage mit jeder weiteren Benutzungsstunde an Förderfähigkeit ein. Auf sie entfällt daher im Durchschnitt bezogen auf ihre gesamte Erzeugung eine höhere EEG-Umlage pro kWh als auf eine KWK-Anlage mit geringeren Vollbenutzungsstunden. Je höher die Vollbenutzungsstunden einer KWK-Anlage sind, desto höher muss die durchschnittliche EEG-Umlage auf die gesamte Erzeugung angesetzt werden, um eine Überförderung zu vermeiden.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

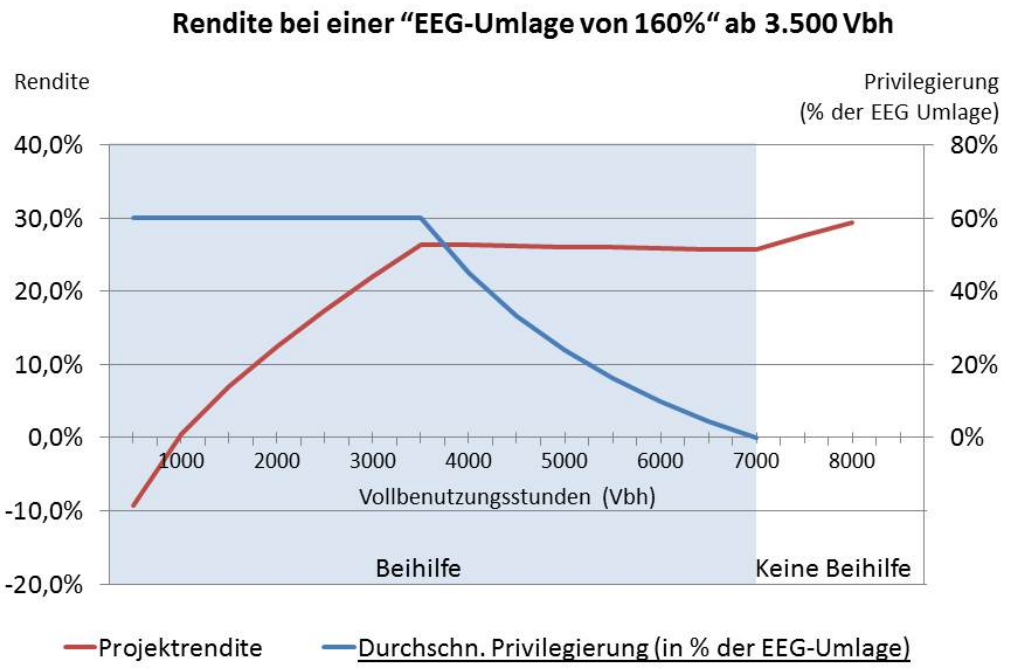
Dabei ist es das Anliegen der Regelung, sprunghafte Anstiege der Umlagebelastung zu vermeiden, um keine Fehlanreize (bspw. für eine Überdimensionierung der Anlagen) zu schaffen. Stattdessen muss die durchschnittliche EEG-Umlage sukzessive erhöht und hierdurch das Renditeniveau der KWK-Anlagen möglichst auf einem stabilen Niveau gehalten werden.



Ein solcher Verlauf der durchschnittlichen Belastung, die ohne Sprünge kontinuierlich ansteigt, erfordert (mathematisch) eine überproportionale Belastung der Stromerzeugung, die sich aus den Vollbenutzungsstunden über 3.500 ergibt. Grund dafür ist, dass sich die durchschnittliche Belastung auf die gesamte Stromerzeugung der KWK-Anlage bezieht. Anders formuliert: Die Belastung der zusätzlichen Stromerzeugung, die sich über 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung ergibt, muss relativ hoch sein, um im Durchschnitt der gesamten Stromerzeugung für einen Anstieg der Belastung zu sorgen, der ausreicht, um überhöhte Renditen zu vermeiden. Konkret lässt sich dieses Ziel am besten durch eine spezifische EEG-Umlage in Höhe von 160 Prozent ab der 3.500. Vollbenutzungsstunde pro Jahr erreichen. Mit dem die 100 Prozent EEG-Umlage übersteigendem Anteil wird dabei die aufgrund der hohen Auslastung der Anlage ab der 3.500. Vollbenutzungsstunde auftretende Überförderung für die ersten 3.500 Vollbenutzungsstunden abgeschöpft. Ab 3.500 Vollbenutzungsstunden muss folglich für die 3.501ste Vollbenutzungsstunde sowie für eine der Vollbenutzungsstunden unterhalb der Auslastungsgrenze von 3.500 100 Prozent EEG-Umlage gezahlt werden. Entsprechend ordnet Absatz 2 Satz 2 an, dass in den Fällen des Satzes 1, also wenn die Auslastung der KWK-Anlage in einem Kalenderjahr den Wert von 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung übersteigt, die Privilegierung für die ersten 3.500 Vollbenutzungsstunden nach Absatz 1 in dem gleichen Umfang entfällt, die die Auslastung der KWK-Anlage den Wert von 3.500 Vollbenutzungsstunden übersteigt.

Wie die folgende Grafik für eine Beispiel-KWK-Anlage verdeutlicht, wird auf diese Weise die durchschnittliche EEG-Umlageprivilegierung fließend von 60 Prozent auf 0 Prozent abgesenkt, während die Rendite konstant bleibt. Die Umlageprivilegierung läuft vollständig aus, wenn die Auslastung 7.000 Vollbenutzungsstunden erreicht. KWK-Anlagen mit einer höheren Auslastung wie das Beispiel (8.000 Vollbenutzungsstunden) zahlen folglich von der ersten Kilowattstunde erzeugten Stroms an die volle EEG-Umlage und werden insoweit nicht privilegiert.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.



Absatz 3 enthält schließlich eine Rückausnahme von Absatz 2. Nach **Absatz 3 Satz 1** gilt Absatz 1 und nicht Absatz 2 für KWK-Anlagen im Segment zwischen 1 bis einschließlich 10 MW, die eine Auslastung von über 3.500 Vollbenutzungsstunden aufweisen, wenn deren Betreiber einer Branche nach Anlage 4 Liste 1 zuzuordnen sind. Diese KWK-Anlagen zahlen weiterhin die anteilige EEG-Umlage von 40 Prozent, auch wenn die KWK-Anlage mehr als 3.500 Vollbenutzungsstunden aufweist. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass von entscheidender Bedeutung für die Projektrenditen von Eigenversorgungsanlagen der Strompreis ist, den ein Unternehmen alternativ für den Fremdbezug von Strom zahlen müsste. Typischerweise zahlen stromintensive Unternehmen vergleichsweise niedrige Strompreise, einerseits wegen ihrer hohen Nachfrage, andererseits aber auch, weil sie von verschiedenen Sonderregelungen profitieren. In stromintensiven Unternehmen sind die Projektrenditen von Eigenversorgungsanlagen daher in der Regel deutlich niedriger als außerhalb der stromintensiven Industrie. Im Ergebnis besteht ein Rechtsgrundverweis. Die Anforderungen des Absatzes 1 müssen eingehalten werden. Nach **Absatz 3 Satz 2** wird die Branchenzugehörigkeit vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auf Antrag des KWK-Anlagenbetreibers festgestellt.

Zu § 61d EEG 2017

Mit dem neuen § 61d EEG 2017 wird KWK-Anlagen, welche unter der Geltung des EEG 2014 erstmals zur Eigenversorgung in Betrieb genommen wurden, ein begrenzter Bestandsschutz ihrer Eigenversorgungsprivilegien gewährt. Das Umlageprivileg ist insoweit weitergehend als das Umlageprivileg des § 61c Abs. 2 EEG 2017. Für KWK-Anlagen, die dem Anwendungsbereich des § 61c Abs. 1 EEG 2017, nicht aber § 61c Abs. 2 EEG 2017 unterfallen, bedarf es eines Rückgriffs auf § 61d EEG 2017 grundsätzlich nicht.

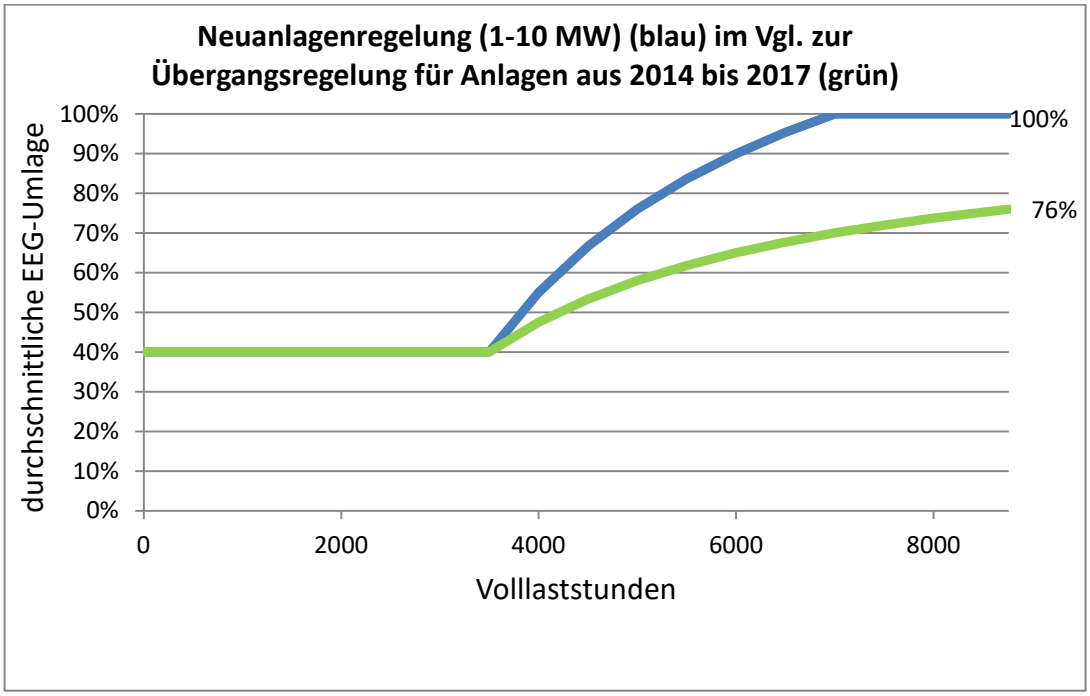
Die Regelung sieht eine Umlagereduzierung der Eigenversorgung in unterschiedlicher Höhe vor und differenziert insoweit sowohl nach dem Zeitpunkt der Aufnahme des erstmaligen Betriebs zur Eigenversorgung als auch im Hinblick auf die zeitliche Geltung des reduzierten Umlagesatzes. Die Nummern 1 bis 3 stehen nicht in einem Alternativverhältnis, sondern stellen eigenständige Umlagereduzierungen für die jeweiligen Kalenderjahre mit unterschiedlichen Voraussetzungen dar.

Nach **Nummer 1** wird zunächst sämtlichen KWK-Anlagen, die erstmals unter der Geltung des EEG 2014 von dem Letztverbraucher zur Eigenversorgung betrieben wurden, für Stromverbräuche im Kalenderjahr 2018 eine reduzierte EEG-Umlage in Höhe von 40 Prozent für die ersten 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

gewährt. Die Regelung ist damit vergleichbar mit der Regelung des § 61c Abs. 2 Satz 1 EEG 2017. Anders als § 61c Abs. 2 Satz 2 EEG 2017 wird sodann für die darüber hinausgehenden Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung aber keine weitergehende Regelung getroffen. Damit gilt für die die 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung überschreitende Auslastung die Grundnorm des § 61 EEG 2017. Es wird insoweit die volle EEG-Umlage ab der 3.501 Vollbenutzungsstunde zur Eigenversorgung fällig ohne das gleichzeitig die Privilegierung für die ersten 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung anteilig entfällt. Im Ergebnis ist die durchschnittliche Belastung mit der EEG-Umlage für die Eigenversorgung bei diesen KWK-Anlagen daher geringer als bei der Regelung des § 61c Abs. 2 EEG 2017, wie die nachfolgende Grafik verdeutlicht. Der Begriff der Vollbenutzungsstunde zur Eigenversorgung wird in § 3 Nummer 47a EEG 2017 definiert.

Nach dem gleichen Mechanismus wie in Nummer 1 reduziert sich die EEG-Umlage für die Eigenversorgung aus KWK-Anlagen auch nach den Nummern 2 und 3, welche sich von Nummer 1 sowie untereinander durch den zeitlichen Anwendungsbereich (Nummer 2: Kalenderjahr 2019; Nummer 3: Kalenderjahr 2020) und den persönlichen Anwendungsbereich (Nummer 2: KWK-Anlagen, die von dem Letztverbraucher erstmals in den Jahren 2016 oder 2017 zur Eigenversorgung genutzt wurden; Nummer 3: KWK-Anlagen, die von dem Letztverbraucher erstmals im Jahre 2017 zur Eigenversorgung genutzt wurden) unterscheiden.



Zu Nummer 26

§ 61c EEG 2017 wird zu § 61e EEG 2017. Dies ist eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017.

Zu Nummer 27

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen in **§ 61f EEG 2017** aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen.

Zu Nummer 28

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen in **§ 61g EEG 2017** aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen.

Zu Nummer 29

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen in **§ 61h EEG 2017** aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Nummer 30

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen in **§ 61i EEG 2017** aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen. Mit der Änderung wird darüber hinaus klargestellt, dass die Sanktion des § 61i Abs. 1 EEG 2017 sich nur auf die insoweit betroffenen Strommengen bezieht, hinsichtlich derer die Mitteilungspflicht nach § 74a Abs. 2 Satz 2 bis 4 EEG 2017 verletzt worden ist.

Zu Nummer 31

Der Regelungsinhalt des bisherigen § 61h EEG 2017 wurde in § 62a EEG 2017 verschoben. Der bisherige § 61h EEG 2017 wird daher aufgehoben.

Zu Nummer 32

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 und der Aufhebung des bisherigen § 61h EEG 2017.

Zu Nummer 33

Mit der Änderung in **§ 61k EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

Zu Nummer 34

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 und der Aufhebung des bisherigen § 61h EEG 2017.

Zu Nummer 35

Mit dem neuen **§ 62a EEG 2017** wird eine umfassende Neuregelung zu den Anforderungen an die Erfassung und Abgrenzung selbstverbrauchter Strommengen im Zusammenhang mit den Umlageprivilegien des EEG 2017 geschaffen. Die Regelung ist mit ihrem Inkrafttreten zum 1. Januar 2018 anwendbar. Sie wirkt sich damit auch auf das laufende Antragsverfahren in der Besonderen Ausgleichsregelung für das Begrenzungsjahr 2019 aus. Für weiter zurückliegende Zeiträume enthält Absatz 8 eine Sonderregelung.

Absatz 1 stellt den Grundsatz klar, nach dessen **Satz 1** Strommengen, für die die volle oder anteilige EEG-Umlage zu zahlen ist, durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen zu erfassen sind. Ob eine mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtung vorliegt, richtet sich allein nach den Bestimmungen des Mess- und Eichrechts. Insoweit kann eine mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtung auch dann gewährleistet sein, wenn das Mess- und Eichrecht insoweit Ausnahmen zulässt. Absatz 1 **Satz 2** stellt in Ergänzung zu Satz 1 klar, dass soweit für Strommengen nur eine anteilige oder keine EEG-Umlage zu zahlen ist oder die Zahlung der EEG-Umlage aufgrund eines Leistungsverweigerungsrechtes verweigert werden kann, die betreffenden Strommengen von Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in anderer Höhe unterliegen, durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen voneinander abzugrenzen sind. Im Ergebnis müssen damit sämtliche Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage (auch in unterschiedlicher Höhe) unterliegen, durch eigene mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen voneinander abgegrenzt werden. Eine Pflicht zur Messung umlagefreier Strommengen wird durch Satz 2 grundsätzlich nicht begründet, es sei denn, dies ist erforderlich, um eine ansonsten nicht vornehmbare Abgrenzung von umlagepflichtigen Strommengen durchzuführen. In der Regel dürfte dies aber durch die mess- und eichrechtskonforme Messung allein der umlagepflichtigen Strommengen gelingen. Im regulären Weiterleitungsfall, in dem ein stromkostenintensives Unternehmen innerhalb seiner Abnahmestelle Strom an einen anderes Unternehmen weiterleitet genügt folglich zur Bestimmung der selbstverbrauchten Strommengen eine Messung am Netzanschluss und eine Messung an dem Anschluss des dritten Unternehmen.

Die Regelungen des Absatz 1 entsprechen insoweit der bisherigen Rechtslage. Für die Eigenversorgung war dies bislang in § 61h Absatz 1 EEG 2017 explizit geregelt, ergab sich hiervon unabhängig aber auch aus den allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen zur Darlegungs- und Beweislast sowie dem Mess- und Eichrecht. Absatz 1 gilt ausweislich seines Wortlautes nur im Rahmen der Erhebung der EEG-Umlage und damit insbesondere im Rahmen der EEG-Umlageprivilegien der Eigenversorgung und der Besonderen Ausgleichsregelung sowie der entsprechenden Übergangsbestimmungen des EEG 2017. Durch entsprechende Verweise im KWKG, im EnWG und der StromNEV ist die Regelung darüber hinaus bei diesen Umlagen entsprechend anzuwenden. Die Beschränkung des Anwendungsbereichs der Norm auf Sachverhalte im Rahmen der EEG-Umlageerhebung bedeutet jedoch

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

nicht, dass außerhalb der Umlageerhebung im EEG 2017 keine mess- und eichrechtskonforme Messung erforderlich wäre. Eine solche Pflicht folgt bereits aus dem Mess- und Eichrecht. Darüber hinaus entspricht es den allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen der Darlegungs- und Beweislast, dass derjenige, der geltend macht, aufgrund einer begünstigenden Sonderregelung nur eine verringerte oder keine EEG-Umlage zahlen zu müssen, sowohl die Voraussetzungen der Privilegierung als auch den Umfang der privilegierten Strommengen mess- und eichrechtskonform darlegen muss. Soweit § 62a EEG 2017 Ausnahmen von der Pflicht zur mess- und eichrechtskonformen Messung vorsieht, handelt es sich um eine grundsätzlich eng auszulegende Sonderbestimmung, die den allgemeinen Grundsätzen des Mess- und Eichrechts nur in dem konkret abgegrenzten Anwendungsbereich als lex specialis vorgeht. Die Bundesregierung erwägt gleichwohl im Zuge der nächsten Novelle der Verordnung über das Inverkehrbringen und die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt sowie über ihre Verwendung und Eichung eine Klarstellung insoweit vorzunehmen.

Die Verpflichtung zur mess- und eichrechtskonformen Erfassung und Abgrenzung von Strommengen im Rahmen der Umlageprivilegien des EEG 2017 gilt vorbehaltlich einer in den nachfolgenden Absätzen des § 62a EEG 2017 getroffenen Ausnahme. Derartige Ausnahmen sind in Absatz 2, Absatz 6 Satz 2 sowie Absatz 7 und 8 vorgesehen. Während Absatz 2 und Absatz 6 Satz 2 zeitlich unbefristet gelten, handelt es sich bei Absatz 7 um eine zeitlich befristete Übergangsregelung und bei Absatz 8 um eine Regelung, die ausschließlich für die Vergangenheit gilt.

Werden Strommengen, die einer EEG-Umlagepflicht in unterschiedlichen Höhen unterliegen, entgegen Absatz 1 Satz 2 nicht durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen voneinander abgegrenzt, führt dies nach den allgemeinen Grundsätzen der Darlegungs- und Beweislast dazu, dass auf die gesamten unabgegrenzten Strommengen der für diese Strommengen geltende höchste EEG-Umlagesatz zu zahlen ist, da insoweit der Nachweis anteilig privilegierter Strommengen nicht gelingt.

Werden Strommengen, die einer EEG-Umlagepflicht unterliegen, entgegen Absatz 1 Satz 1 nicht erfasst oder entgegen § 74 Absatz 2 oder § 74a Absatz 2 nicht mitgeteilt, bleibt es dem verantwortlichen Netzbetreiber unbenommen, die EEG-Umlage erforderlichenfalls auch auf Grundlage einer eigenen Abschätzung der Strommengen zu erheben (vgl. insoweit schon BT-Drucks. 18/1891, S. 209 (zu § 61 Absatz 6 EEG 2014) sowie Begründung zum RegE zur AusglMechV, BT-Drs. 18/3416, S. 30). Der unzureichende Nachweis eines EEG-Umlageschuldners über den Umfang der abzurechnenden Strommengen führt nicht dazu, dass er keine oder weniger EEG-Umlage zahlen muss, sondern dass die Strommengen – nach den allgemeinen Grundsätzen der Darlegungs- und Beweislast im Zweifel auch zu seinen Lasten – notfalls geschätzt und mit dem höchsten EEG-Umlagesatz abgerechnet werden. Eine solche Schätzung durch den Netzbetreiber kommt jedoch nicht als regulärer oder gar dauerhafter Ersatz für die Erfüllung der Erfassungs- und Meldepflichten des EEG-Umlageschuldners in Betracht und kann von letzterem auch nicht gegenüber dem Netzbetreiber eingefordert werden. Der verantwortliche Netzbetreiber ist vielmehr berechtigt und verpflichtet, die Erfassung und Meldung der Strommengen erforderlichenfalls zivilrechtlich durchzusetzen; dies ist Teil einer sorgfaltsgerechten Erhebung der EEG-Umlage.

Nach **Absatz 2** bedarf es einer Erfassung und Abgrenzung von Strommengen, die einer unterschiedlichen EEG-Umlagehöhe unterliegen, durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen im Sinn des Absatz 1 Satz 2 nicht, wenn entweder auf die gesamte Strommenge, der jeweils innerhalb dieser Strommenge geltende höchste EEG-Umlagesatz angewendet wird (Nummer 1) oder die Abgrenzung technisch unmöglich oder mit unverhältnismäßigen unvertretbarem Aufwand verbunden ist (Nummer 2).

Der Anwendungsbereich des Absatzes 2 ist dabei erst eröffnet, wenn Strommengen mit unterschiedlichen EEG-Umlagehöhen vorliegen. Dies ist beispielsweise in einer Weiterleitungskonstellation (ein stromkostenintensives Unternehmen bezieht Strom aus dem Netz und leitet einen Teil hiervon auf dem Firmengelände an einen Anderen, z.B. eine von einem Anderen betriebene Kantine, weiter) gegeben, in denen der Stromverbrauch eines Anderen nicht dem Weiterleitenden, sondern tatsächlich dem Anderen zuzurechnen ist. Ob dies der Fall ist, richtet sich – außer in Bagatellfällen, für die Absatz 3 eine Sonderregelung trifft - grundsätzlich danach, wer Betreiber der elektrischen Verbrauchseinrichtung ist. Zur Bestimmung dieser Betreibereigenschaft ist grundsätzlich auf die von der Rechtsprechung und der Bundesnetzagentur in ihrem Leitfaden zur Eigenversorgung herausgearbeiteten Kriterien zur Bestimmung des Betreibers einer Stromerzeugungsanlage zurückzugreifen. Danach ist maßgeblich, wer die tatsächliche Herrschaft über die elektrischen Verbrauchsgeräte ausübt, wer ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und das wirtschaftliche Risiko trägt. Insbesondere letzteres Kriterium führt im hypothetisch anzunehmenden Fall des Ausfalls der Stromverbrauchseinrichtung in vielen Konstellationen zu einer trennscharfen Abgrenzung. So ist der Stromverbrauch eines Werkvertragsnehmers grundsätzlich anders einzuordnen als der

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Stromverbrauch eines Angestellten. Ersterer wird regelmäßig als Stromverbrauch des Dritten, letzterer regelmäßig als Selbstverbrauch des Arbeitgebers zu qualifizieren sein.

Im Regelfall ist die Zuordnung des Letztverbrauchs eindeutig bestimmbar. Sind mehrere Unternehmen auf einem Betriebsgelände tätig, wird in der Regel jedes Unternehmen Betreiber der Stromverbrauchseinrichtungen sein, die durch seine eigenen Tätigkeiten genutzt werden. Dies gilt unabhängig davon, ob das rechtlich selbstständige Unternehmen im Auftrag eines anderen Unternehmens tätig wird, ob es mit diesem konzernrechtlich verbunden ist und ob der verbrauchte Strom beispielsweise vom Auftraggeber gestellt wird. Der Betrieb einer Kantine in einem Unternehmen durch einen Dritten stellt folglich regelmäßig Stromverbrauch eines Dritten dar. In weniger eindeutigen Konstellationen ist anhand der genannten Kriterien im Einzelfall zu bestimmen, welches Unternehmen welche elektrischen Verbrauchseinrichtungen auf dem Betriebsgelände betreibt und insoweit Letztverbraucher der entsprechenden Verbrauchsmengen ist.

Erst wenn feststeht, dass es sich um Strommengen handelt, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in unterschiedlicher Höhe unterliegen (was auch dann der Fall ist, wenn die EEG-Umlage für Teilmengen vollständig entfällt oder die Leistung verweigert werden kann), ist in einem nächsten Schritt zu prüfen, ob ein Ausnahmefall nach Absatz 2 oder Absatz 7 in Betracht kommt und die Abgrenzung durch eine mess- und eichrechtskonforme Messung damit entbehrlich ist. Soweit dabei eine messtechnische Abgrenzung nach Absatz 1 Satz 2 nicht erforderlich ist, muss in den Fällen des Absatzes 2 Nummer 2 sowie des Absatzes 7 zwingend eine Schätzung vorgenommen werden.

Nach **Absatz 2 Nummer 1** bedarf es einer messtechnischen Abgrenzung von Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in unterschiedlicher Höhe unterliegen, grundsätzlich dann nicht, wenn auf die gesamte Strommenge der jeweils innerhalb dieser Strommenge geltende höchste EEG-Umlagesatz angewendet wird. Treffen hinter einem Zählpunkt etwa Eigenversorgungsmengen aus einer neuen KWK-Anlage sowie an einen Dritten gelieferte Strommengen, der kein Umlageprivileg genießt, zusammen, bedarf es einer messtechnischen Abgrenzung der Erzeugung und der Weiterleitung an den Dritten dann nicht, wenn für die gesamte hinter diesem Zählpunkt verbrauchte Strommenge die EEG-Umlage in voller Höhe geltend gemacht und entrichtet wird.

Nach **Absatz 2 Nummer 2** bedarf es einer messtechnischen Abgrenzung von Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in unterschiedlicher Höhe unterliegen, auch dann nicht, wenn eine solche technisch unmöglich oder mit unvertretbarem Aufwand verbunden ist. Ob eine Abgrenzung mit unvertretbarem Aufwand, wie von Nummer 2 gefordert, verbunden ist, kann nicht pauschal beantwortet werden, sondern ist für jeden Einzelfall zu prüfen. Im Grundsatz gilt, dass es sich bei den von Absatz 2 geregelten Ausnahmen um eng auszulegende Sondervorschriften handelt. Von einem unvertretbaren Aufwand wird aber jedenfalls dann auszugehen sein, wenn es sich um durchmischte Stromverbräuche an ein und derselben Verbrauchsstelle (i.d.R. einer Steckdose, einem Stromverteiler oder einem abgrenzbaren Stromkreis) handelt und eine messtechnische Abgrenzung insoweit eine technisch unmögliche oder vom wirtschaftlichen Aufwand unzumutbare messtechnische Protokollierung der jeweiligen Verbräuche verschiedener Letztverbraucher erfordern würde. Dies ist etwa der Fall bei zu unterschiedlichen Zeiten sowohl von nicht umlageprivilegierten Dritten etwa Werkvertragsnehmern als auch von dem umlageprivilegierten Unternehmen selbst benutzten Produktionsanlagen.

Kann ein nach Absatz 1 Satz 2 grundsätzlich abzugrenzender Drittverbrauch demgegenüber einer abgrenzbaren Verbrauchsstelle (i.d.R. einer Steckdose, einem Stromverteiler oder einem abgrenzbaren Stromkreis) zugeordnet werden, an dem nur von dem Dritten Strom entnommen wird, wird die Abgrenzung – erst Recht angesichts der am Markt verfügbaren mobilen Messeinrichtungen mit moderner Kommunikationstechnologie – regelmäßig nicht mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden sein. Anderes kann gelten, wenn die Kosten der Abgrenzung durch eine mess- und eichrechtskonforme Messung in keinem Verhältnis zu der mit den derart abgegrenzten Strommengen vereinnahmten EEG-Umlage stehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei der Installation einer Messeinrichtung um Einmalkosten handelt, während die EEG-Umlageschuld fortlaufend anfällt.

Eine Abgrenzung wird nach dem Wortlaut von Nummer 2 regelmäßig auch dann nicht mit einem unverhältnismäßigen Aufwand verbunden sein, wenn eine gemeinsame mess- und eichrechtskonforme Erfassung der durchmischten Stromverbräuche an einem vorgelagerten Punkt zugemutet werden kann mit der Folge, dass für sämtliche dieser gemeinsam erfassten Stromverbräuche im Sinn des Absatzes 2 Nummer 1 der jeweils höchste EEG-Umlagesatz in Ansatz zu bringen ist. Hierunter fallen insbesondere Fälle der teilweisen Untervermietung von Büro- und Verwaltungsgebäuden. Können die untervermieteten Räumlichkeiten mit zumutbarem Aufwand messtechnisch nicht von den selbst genutzten Räumlichkeiten trennscharf abgegrenzt werden, ist in einem weiteren Schritt insoweit von dem grundsätzlich zur Messung Verpflichteten zu prüfen und erforderlichenfalls darzulegen,

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

ob die Abgrenzung nicht mit einer mess- und eichrechtskonformen Messung an einem vorgelagerten Punkt (insb. Gebäudeanschluss) erfolgen kann. Insoweit dürfte es in den Fällen der teilweisen Untervermietung z.B. von Büro- und Verwaltungsgebäuden zumutbar sein, Strommengen, die in einer oder mehreren Etagen oder aber auch in dem gesamten Gebäude verbraucht werden, aus der Geltendmachung eines etwaigen EEG-Umlageprivilegs auszunehmen, indem sie messtechnisch als Gesamtmenge gemeinsam mit Drittverbräuchen erfasst und mit der vollen EEG-Umlage abgerechnet werden. Ob ein solches Vorgehen im Einzelfall gleichwohl ausnahmsweise unzumutbar ist, wird im jeweiligen Fall davon abhängen, wie hoch der Stromverbrauch des privilegierten Letztverbrauchers hinter der betreffenden Messeinrichtung ist. Von einer Unzumutbarkeit wird jedenfalls dann auszugehen sein, wenn es sich um hohe Stromverbrauchsmengen handelt, für die aufgrund des Vorgehens nach Absatz 2 Nummer 1 auf die Geltendmachung eines EEG-Umlageprivilegs verzichtet werden müsste.

Absatz 3 trifft eine Sonderbestimmung für Bagatellsachverhalte. Danach sind unter bestimmten Voraussetzungen Bagatellstromverbräuche, die Andere insbesondere in den Räumlichkeiten eines Letztverbrauchers verbrauchen, den Stromverbräuchen des Letztverbrauchers zuzurechnen. Im Ergebnis bedarf es in diesen Fällen weder einer eigenen messtechnischen Erfassung und Abgrenzung noch einer Schätzung dieser Drittverbräuche. Da die Strommengen vollständig den Stromverbräuchen des Letztverbrauchers zugerechnet werden, sind sie automatisch von allen einschlägigen Regelungen als entsprechender Letztverbrauch mit erfasst.

Voraussetzung ist, dass es sich um Bagatellsachverhalte im Sinn des Absatzes 3 handelt. Dies setzt voraus, dass es sich um Stromverbräuche eines Anderen handelt, die geringfügig sind (Nummer 1), üblicherweise nicht gesondert abgerechnet werden (Nummer 2) und in den Räumlichkeiten, auf dem Grundstück oder dem Betriebsgelände des Letztverbrauchers von dem Anderen verbraucht werden (Nummer 3 Buchstabe a). Nummer 3 Buchstabe b stellt darüber hinaus weitergehende Voraussetzungen auf, soweit der Stromverbrauch des Anderen im Rahmen eines gewerblich veranlassten Stromverbrauchs erfolgt.

Geringfügig im Sinn von **Absatz 3 Nummer 1** sind dabei jedenfalls Bagatellverbräuche, die im Bereich des sozialadäquaten liegen. Etwa der Stromverbrauch von Gästen, Passagieren, externen auf Werkvertragsbasis beschäftigten Reinigungsdiensten oder Handwerkern, sofern es sich um unentgeltliche und im konkreten Fall auch nicht gesondert abgerechnete Verbräuche von untergeordneter Bedeutung handelt. Entsprechendes gilt für den persönlichen Stromverbrauch von Mitarbeitern eines Unternehmens, beispielsweise für das Teekochen oder andere Aktivitäten. Eine klare Grenze, ab der ein Bagatellverbrauch in einen Nichtbagatellverbrauch umschlägt, ist dabei abstrakt nur schwer auszumachen. Auf das Jahr bezogen dürfte der Jahresverbrauch eines gewöhnlichen Haushaltskunden im Regelfall aber keinen Bagatellverbrauch mehr darstellen. Maßgeblich sind auch hier die Umstände des Einzelfalls, wie beispielsweise die Größe eines Unternehmens und die Zahl der Mitarbeiter.

Für die Geringfügigkeit des Verbrauchs spricht grundsätzlich auch ein Verbrauch von kurzer Dauer. Stromverbrauchseinrichtungen, die dauerhaft von ein und derselben anderen Person an der immer gleichen Verbrauchsstelle betrieben werden, dürften nur in Ausnahmefällen einen geringfügigen Verbrauch darstellen. Ob der Stromverbrauch im Zuge von Bau- und Reparaturmaßnahmen unter Absatz 3 zu subsumieren ist, wird im Zweifel maßgeblich von dem Umfang und der Dauer der jeweiligen Tätigkeit abhängen. Insbesondere bei Großbaustellen auf einen Unternehmensgelände, wird kein Fall des Absatzes 3 mehr vorliegen; ebenso bei dem dauerhaften Stromverbrauch eines Anderen, etwa im Rahmen einer Untervermietung über einen Zeitraum von mehr als einem Monat. Maßgeblich sind aber auch hier die Umstände des Einzelfalls.

Nach **Absatz 3 Nummer 2** ist eine weitere Voraussetzung, dass der Stromverbrauch des Anderen üblicherweise und auch im konkreten Fall nicht abgerechnet wird. Wird der Strom aber im konkreten Fall abgerechnet, ist offenkundig, dass es sich auch aus Sicht desjenigen, der ihn zur Verfügung stellt, gerade nicht um einen Bagatellverbrauch handelt. Üblicherweise nicht abgerechnet werden vor allem geringfügige oder auch sozialadäquate Verbräuche. Üblicherweise kostenpflichtig abgerechnet wird z.B. das Laden von Elektroautos, bei dem es sich zudem regelmäßig nicht mehr um geringfügige Verbräuche handelt. Auch wenn Ladestrom im Einzelfall ohne eine gesonderte Abrechnung zur Verfügung gestellt wird (z.B. an Supermarkt-, Hotel-, Restaurantkunden, Mieter, Mitarbeiter etc.) handelt es sich in aller Regel nicht um Bagatellverbräuche im Sinn des Absatzes 3. Das sozialadäquate, kostenfreie Aufladen des E-Mobils eines Gelegenheitsbesuchers an einem sonst vom Letztverbraucher genutzten Anschluss kann hingegen noch darunter fallen. Üblicherweise ohne gesonderte Abrechnung erfolgt das Laden von Kleingeräten wie Handys (in Hotels, Bahnen, Wartesälen).

Nach **Absatz 3 Nummer 3 Buchstabe a** ist ferner Voraussetzung, dass der Stromverbrauch des Anderen in den Räumlichkeiten, auf dem Grundstück oder dem Betriebsgelände des Letztverbrauchers erfolgt. Denn eine Zuord-

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

nung von Dritt-Bagatellverbräuchen kommt naturgemäß nur dort in Betracht, wo auch die übrigen Stromverbräuche grundsätzlich ebenfalls dem Letztverbraucher zugeordnet werden können. Bei Stromverbräuchen außerhalb des räumlichen Bereichs, in dem der Letztverbraucher für gewöhnlich die Sachherrschaft über die Verbrauchseinrichtungen selbst innehat, wird es zudem zumutbar sein, diese durch entsprechende Messeinrichtungen eigenständig zu erfassen und abzugrenzen.

Soweit der Stromverbrauch des Anderen zur Erbringung einer gewerblichen Leistung erfolgt, muss der Verbrauch nach **Absatz 3 Nummer 3 Buchstabe b** entweder zur Erbringung einer Leistung des Anderen gegenüber dem Letztverbraucher oder des Letztverbrauchers gegenüber dem Anderen erfolgen. Während es sich bei der ersten Alternative regelmäßig um Handwerkerfälle oder dergleichen handeln wird, soll die zweite Alternative die Fälle erfassen, in welchen der Letztverbraucher eine gewerbliche Leistung gegenüber dem Anderen erbringt und ihm hierbei einen Stromverbrauch ermöglicht. Dies ist insbesondere bei Beherbergungs- oder Transportleistungen der Fall, bei denen dem Gast oder Passagier ein Stromverbrauch ermöglicht wird. Hiervon zu unterscheiden sind freilich die Fälle, in welchen der Gast Stromverbrauchseinrichtungen des Letztverbrauchers, etwa ein Fernsehgerät in einem Wartesaal oder Hotelzimmer, benutzt. In derartigen Fällen wird im Einklang mit dem Leitfaden der Bundesnetzagentur zur Eigenversorgung im Zweifel schon kein Stromverbrauch durch einen Anderen vorliegen.

Absatz 4 Satz 1 bestimmt, dass in den Fällen von Absatz 2 Nummer 2 die Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in unterschiedlicher Höhe unterliegen und nach Absatz 1 Satz 2 grundsätzlich durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen voneinander abzugrenzen wären, zu schätzen sind. In der Praxis steht zu erwarten, dass die Schätzung grundsätzlich durch denjenigen erfolgen wird, der ein Umlageprivileg für sich in Anspruch nehmen will. Eine Schätzungsbefugnis oder gar eine Schätzpflicht der Netzbetreiber zur Abgrenzung von Strommengen mit unterschiedlichen EEG-Umlagesätzen wird durch § 62a EEG 2017 nicht begründet (zu den Abrechnungs-Möglichkeiten der Netzbetreiber bei unzureichenden Abgrenzungen und unzureichenden Erfassungen gelten die obigen Ausführungen im Rahmen der Ausführungen zu Absatz 1).

Eine Schätzung ist nach Absatz 4 nur in den Fällen des Absatz 2 Nummer 2 erforderlich. In den Fällen des Absatz 2 Nummer 1 sowie in den Fällen des Absatzes 3 hat keine Schätzung zu erfolgen und stünde letztlich auch im Widerspruch mit den dortigen Regelungen. Eine Schätzung nach Absatz 4 muss aufgrund angeordneter entsprechender Anwendung zudem in den Fällen des Absatzes 7 bis Absatz 9 erfolgen, wenn die weiteren Voraussetzungen dieser Normen vorliegen und von Absatz 1 abgewichen wird.

Absatz 4 Satz 2 bis 4 stellt weitergehende Anforderungen an die Schätzung. Nach **Absatz 4 Satz 2** hat die Schätzung im Wege einer sachgerechten, von einem nicht sachverständigen Dritten in jederzeit nachvollziehbarer und nachprüfbarer Weise zu erfolgen. Insoweit gelten vergleichbare Anforderungen wie im Stromsteuerrecht. Anders als dort ist nach **Absatz 4 Satz 3** jedoch Voraussetzung, dass bei der Schätzung sichergestellt sein muss, dass auf die gesamten Strommengen nicht weniger EEG-Umlage gezahlt wird als im Fall einer Abgrenzung der Strommengen durch mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen. Im Ergebnis soll hierdurch sichergestellt werden, dass aufgrund einer Schätzung keine EEG-Umlageprivilegien zu Unrecht in Anspruch genommen werden. Die insoweit gegenüber dem Stromsteuerrecht weitergehende Anforderung begründet sich dadurch, dass im Rahmen der Abrechnung der Umlageprivilegien anders als im Stromsteuerrecht kein Verwaltungsvollzug unmittelbar über die ordnungsgemäße Vornahme der Schätzung wacht. Zudem sind die Umlageprivilegien im EEG 2017 - absolut betrachtet - deutlich höher als die Befreiungen im Stromsteuerrecht.

Absatz 4 Satz 4 bestimmt, dass die Anforderung nach Satz 3 insbesondere erfüllt ist, wenn zur Bestimmung der Strommenge, für die im Vergleich der höhere EEG-Umlagesatz (bzw. die geringere ´Verringerung der EEG-Umlage) anzuwenden ist, die maximale Leistungsaufnahme der betreffenden Stromverbrauchseinrichtungen mit den Zeitstunden eines Kalenderjahres multipliziert wird. Im Fall der Weiterverteilung von Strommengen durch einen umlageprivilegierten Letztverbraucher (der insoweit als Elektrizitätsversorgungsunternehmen tätig wird) an einen nicht umlageprivilegierten Letztverbraucher, müssen daher die von dem nicht umlageprivilegierten Letztverbraucher betrieben Stromverbrauchseinrichtungen mit ihrem maximal denkbaren Stromverbrauch in Ansatz gebracht werden. Es handelt sich folglich um eine Worst-Case-Betrachtung, bei der die maximale Leistungsaufnahme der von dem nicht umlageprivilegierten Dritten betriebenen Stromverbrauchseinrichtungen mit den vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres, also in der Regel 8760 Stunden, multipliziert wird. Durch das Wort insbesondere ist klargestellt, dass im konkreten Einzelfall auch eine andere Methode geeignet sein kann, die Anforderung nach Satz 3 zu erfüllen. Dies ist insbesondere dann denkbar, wenn zuverlässig ausgeschlossen werden kann, dass die betreffenden Stromverbrauchseinrichtungen tatsächlich über das gesamte Kalenderjahr bei voller Leistung betrieben werden. In diesem Fall ist ein plausibler Maximalwert der denkbaren Volllaststunden der

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Stromverbrauchseinrichtungen (erforderlichenfalls mit ausreichendem Sicherheitszuschlag) anzugeben und zu begründen, wie sichergestellt wird, dass der Stromverbrauch jedenfalls nicht unterschätzt wird.

Absatz 5 stellt die Anforderung auf, dass soweit geschätzte Strommengen in einer Aufstellung der umlagepflichtigen Strommengen (Endabrechnung) verwendet werden, weitere Angaben in der Endabrechnung zu machen sind. Hierdurch wird gewährleistet, dass dem Netzbetreiber Mindestinformationen zu der Vornahme einer Schätzung vorliegen, die ihm die Prüfung der mitgeteilten Strommengen ermöglichen, um die EEG-Umlage-Ansprüche vollständig zu erheben. Sofern dies für die hinreichende Darlegung von Strommengen, insbesondere von Strommengen, für die eine Privilegierung geltend gemacht wird, im Einzelfall erforderlich ist, bleibt es dem Netzbetreiber unbenommen, über die in Absatz 5 vorgesehenen Mindestangaben hinaus weitere Nachweise zu fordern. Soweit die Endabrechnung nach § 75 Satz 2 auf Verlangen der Netzbetreiber bzw. der Übertragungsnetzbetreiber durch einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen genossenschaftlichen Prüfungsverband, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft werden müssen, müssen insoweit auch die Schätzungen geprüft werden.

Im Einzelnen muss die Endabrechnung im Falle der Verwendung geschätzter Strommengen durch die folgenden Angaben ergänzt werden. Die Angabe, ob und welche Strommengen schätzweise abgegrenzt wurden (**Absatz 5 Satz 1 Nummer 1**). Es muss insoweit klar ersichtlich sein, welchen Strommengen in der Aufstellung der umlagepflichtigen Strommengen auf einer Schätzung beruhen und welche auf einer Messung mittels mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen. Nach **Absatz 5 Satz 1 Nummer 2** ist zudem die Höhe des EEG-Umlagesatzes anzugeben, der für diese Strommengen zu zahlen ist. Nach **Absatz 5 Satz 1 Nummer 3** ist weiterhin die Art, maximale Leistungsaufnahme und Anzahl der Stromverbrauchseinrichtungen, in denen die geschätzten Strommengen verbraucht wurden anzugeben. In diesem Rahmen sind grundsätzlich die gesamten Stromverbrauchseinrichtungen einzeln aufzuzählen. Handelt es sich um eine Vielzahl gleichartiger Verbrauchseinrichtungen kann aber grundsätzlich auch eine gruppenweise Angabe erfolgen. Weitere Erleichterungen bei dieser Angabe sind im Rahmen von Absatz 5 Satz 2 möglich. **Absatz 5 Satz 1 Nummer 4** verpflichtet zur Angabe des Betreibers der nach Nummer 3 genannten Stromverbrauchseinrichtungen. Bei Vorliegen der Voraussetzungen kann nach Absatz 5 Satz 2 auch hier gegebenenfalls auf eine detaillierte Angabe der einzelnen Betreiber der jeweiligen Stromverbrauchseinrichtungen verzichtet werden. **Absatz 5 Satz 1 Nummer 5** schreibt eine weitere Angabe ausschließlich in den Fällen des Absatz 2 Nummer 2 vor. In diesen Fällen ist das Vorliegen der Voraussetzungen von Absatz 2 Nummer 2 zu begründen. Es ist anzugeben, weshalb die messtechnische Abgrenzung unmöglich oder mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden ist. Soweit einschlägig, ist dabei auch auf die Zumutbarkeit einer Abrechnung nach Absatz 2 Nummer 1 einzugehen. Nach **Absatz 5 Satz 1 Nummer 6** ist schließlich die Methode der Schätzung zu beschreiben. Die Beschreibung muss es einem nicht Sachverständigen Dritten ermöglichen die Schätzung sowie die ihr etwaig zugrunde liegenden Annahmen auf ihre Plausibilität nachprüfen zu können. Im Rahmen der Beschreibung der Methode der Schätzung muss zudem dargelegt werden, wie im Sinn des Absatz 4 Satz 3 sichergestellt wird, dass aufgrund der Schätzung bei den jeweils voneinander abzugrenzenden Strommengen nicht mehr Strommengen mit dem jeweils geringeren EEG-Umlagesatz in Ansatz gebracht worden sind, als im Fall einer Abgrenzung durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen.

Absatz 5 Satz 2 sieht im Rahmen der Angaben nach Satz 1 Nummer 3 und 4 Erleichterungen vor, wenn anderenfalls eine Angabe nach den Umständen des Einzelfalls mit unvertretbarem Aufwand verbunden oder unmöglich wäre. In diesen Fällen genügt eine nachvollziehbare Begründung dieser Umstände verbunden mit hinreichenden Angaben zur Plausibilisierung der nach Satz 1 Nummer 1 angegeben Strommengen. Denkbar ist dies etwa bei der Weiterleitung von Strommengen in nennenswertem Umfang an eine Vielzahl von unbekannten Personen (etwa bei einer Stromtankstelle) sowie bei Schätzungen die aufgrund von Absatz 8 für die Vergangenheit erfolgen und bei denen die konkreten Stromverbrauchseinrichtungen nicht mehr mit der exakten maximalen Leistungsaufnahme ermittelt werden können.

Absatz 5 Satz 3 eröffnet schließlich den Netzbetreibern die Möglichkeit auf eine Übermittlung der Angaben nach Satz 1 Nummer 3 und 4 zu verzichten, wenn diese für eine Plausibilisierung der nach Nummer 1 angegeben Strommengen nicht erforderlich sind. Dies wird vor allem in Standardkonstellationen in Betracht kommen wie etwa in dem Fall der Belieferung einer Einliegerwohnung von einem Eigenversorger. Der Verzicht bindet die Netzbetreiber nicht. Eine Nacherhebung ist jederzeit möglich, soweit sich im Rahmen der übermittelten Angaben ein Bedürfnis zur Plausibilisierung der Strommengen für die Netzbetreiber ergibt.

Absatz 6 enthält die bisherige Bestimmung des § 61h Absatz 2 EEG 2017. Aufgrund ihrer Herauslösung aus den Bestimmungen für die Eigenerzeugung und –versorgung wird in **Absatz 6 Satz 1** einleitend klargestellt, dass

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

diese Regelung nur im Zusammenhang mit der Eigenerzeugungs- und Eigenversorgungssachverhalten und damit im Rahmen der EEG-Umlageerhebung nach den §§ 61 ff. und des § 64 Absatz 5a EEG 2017 Geltung beansprucht. Im Rahmen des § 104 Absatz 4 findet nach dessen Satz 3 die Regelung des Absatzes 6 Satz 1 zudem entsprechende Anwendung.

Absatz 6 Satz 2, welcher der bisherigen Regelung des § 61h Absatz 2 Satz 2 weitgehend entspricht, ermöglicht nunmehr zudem nicht nur dann auf eine Messung der Ist-Einspeisung bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall zu verzichten, wenn technisch sichergestellt ist, dass nur Strom bis zur Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall als selbst erzeugt und selbst verbraucht in Ansatz gebracht wird. Vielmehr reicht es nach der Streichung des Wortes „technisch“ aus, dass dies anderweitig sichergestellt wird, sofern das Verfahren gleich geeignet ist. Die technische Sicherstellung der Zeitgleichheit bleibt in gleicher Weise wie bisher möglich. Mit der angepassten Formulierung wird jedoch zudem insbesondere die Möglichkeit eröffnet, die sogenannte gewillkürte Nachrangregel anzuwenden. Die Ersetzung des bisherigen Begriffs der „Ist-Einspeisung“ durch den Begriff der „Ist-Erzeugung“ dient allein der sprachlichen Präzisierung des Gemeinten ohne inhaltliche Änderung.

Diese Regel ermöglicht es, in Eigenerzeugungs- oder Eigenversorgungskonstellationen, bei denen zudem Strommengen auch an Dritte geliefert werden, auf eine Messung der Ist-Erzeugung (Ist-Einspeisung der Kundenanlage) bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall zu verzichten, indem die Stromerzeugung aus der Stromerzeugungsanlage strikt nur nachrangig dem Eigenverbrauch zugeordnet wird (gewillkürte Nachrangregelung). Produziert etwa eine zur Eigenversorgung genutzte Stromerzeugungsanlage in einem Betrachtungszeitraum 1.000 kWh, wovon 200 kWh als Überschusseinspeisung in das vorgelagerte Netz fließen und wird im gleichen Betrachtungszeitraum in der Kundenanlage ein Dritter mit 500 kWh beliefert, dann können nach der gewillkürten Nachrangregel nur 300 kWh dem Eigenverbrauch zugeordnet werden (1000 kWh – 200 kWh – 500 kWh = 300 kWh). Ob der Stromverbrauch des Dritten physikalisch zeitweilig und anteilig durch Strommengen aus dem Netz bedient wurden, ist in der gewillkürten Nachrangregel irrelevant (sie lässt sich auch im Falle des Betriebs einer PV-Anlagen anwenden, wenn der Stromverbrauch ausschließlich Nachts und die Stromerzeugung ausschließlich bei Tag erfolgt). Voraussetzung für die Anwendung der gewillkürte Nachrangregelung ist, dass der an Dritte gelieferte Strom entweder auf Basis einer mess- und eichrechtskonformen Arbeitsmessung oder ausnahmsweise über Absatz 6 Satz 3 im Wege einer Schätzung in entsprechender Anwendung der Absätze 4 und 5 von den selbstverbrauchten Mengen abgegrenzt wird.

Nach **Absatz 6 Satz 3** sind schließlich Absatz 4 und 5 in den Fällen von Absatz 2 Nummer 2 entsprechend anzuwenden, sofern auch mittels einer Schätzung sichergestellt werden kann, dass nur Strom bis zur Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall als selbst erzeugt und selbst verbraucht in Ansatz gebracht wird. Eine Schätzung wird dabei insbesondere in Ermangelung einer Jahresarbeitsmessung der von dem Dritten in einer Kundenanlage verbrauchten Mengen im Rahmen der gewillkürten Nachrangregel in Betracht kommen, kann jedoch nicht das Modell der gewillkürten Nachrangregelung insgesamt ersetzen. In der Praxis dürfte vor diesem Hintergrund allenfalls für die Vergangenheit von dieser Befugnis Gebrauch gemacht werden, da eine Schätzung, die den Anforderungen nach Absatz 4 Satz 3 genügt, innerhalb des Modells der gewillkürten Nachrangregelung, welches ebenfalls im Zweifel bedingt, dass EEG-Umlage überzahlt wird, zu einer deutlichen Mehrbelastung mit der EEG-Umlage führt.

Absatz 7 enthält eine befristete Übergangsregelung. Nach **Absatz 7 Satz 1** kann abweichend von Absatz 1 auch für Strommengen, die nach dem 31. Dezember 2017 und vor dem 1. Januar 2020 verbraucht werden eine Schätzung in entsprechender Anwendung von Absatz 4 bis 6 erfolgen. Damit besteht auch bei Nichtvorliegen der Voraussetzungen des Absatzes 2 Nummer 2 die Möglichkeit, die nach Absatz 1 grundsätzlich erforderliche Strommengenabgrenzung im Wege einer Schätzung vorzunehmen. Bis zum 1. Januar 2020 haben die Letztverbraucher insoweit Zeit, durch die Installation von mess- und eichrechtskonformen Messeinrichtungen die Anforderungen des Absatz 1 zu erfüllen. Voraussetzung ist nach Satz 1 jedoch, dass zum einen keine mess- und eichrechtskonformen Messeinrichtungen vorhanden sind und zum anderen für Strommengen, die ab dem 1. Januar 2020 an den entsprechenden Verbrauchsstellen verbraucht werden Absatz 1 eingehalten wird. Da der Nachweis des Vorliegens der letzteren Voraussetzung im Rahmen der Endabrechnung für das Jahr 2018 noch nicht zwangsläufig durch die bereits erfolgte Installation von Messeinrichtungen erbracht werden kann, genügt nach **Absatz 7 Satz 2** für dieses Abrechnungsjahr ausnahmsweise die Vorlage eines Messkonzeptes, mit dessen Umsetzung sodann ab dem Jahre 2020 die Einhaltung von Absatz 1 sichergestellt sein wird. Nach **Absatz 7 Satz 3** können die Netzbetreiber ver-

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

langen, dass das Messkonzept und dessen Eignung durch einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen genossenschaftlichen Prüfungsverband, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft wird.

Absatz 8 trifft eine Regelung ausschließlich für in der Vergangenheit liegende Sachverhalte und verfolgt das Ziel, für alle Beteiligten Rechtsfrieden und Rechtssicherheit bei bereits abgeschlossenen Sachverhalten durch die Gewährung eines Leistungsverweigerungsrechts zu schaffen. Nach **Absatz 8 Satz 1** kann der Anspruch der Netzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage ausnahmsweise verweigert werden, wenn und soweit dieser allein deshalb entstanden ist, weil Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in unterschiedlicher Höhe unterliegen, nicht durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen erfasst oder abgegrenzt wurden und aus diesem Grund der innerhalb dieser Strommenge geltende höchste Umlagesatz auf die Gesamtmenge geltend gemacht wird (**Absatz 8 Satz 1 Nummer 1**). Das Leistungsverweigerungsrecht gilt zudem nur für Strommengen, die vor dem 1. Januar 2018 verbraucht wurden (**Absatz 8 Satz 1 Nummer 2**) und setzt voraus, dass die an sich durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtung erforderliche Strommengenabgrenzung in entsprechender Anwendung der Absätze 4 und 5 erfolgt ist (**Absatz 8 Satz 1 Nummer 3**). Da die Jahresendabrechnung für diese Strommengen bereits erfolgt sein wird und damit keine Meldung der betreffenden Angaben „im Rahmen der seinerzeitigen Jahresendabrechnung“ erfolgen kann, genügt eine Nachmeldung ggfs. verbunden mit einer Nachtragsprüfung auf die die Netzbetreiber sodann die Jahresendabrechnung korrigieren können. Weiter ist Voraussetzung des Leistungsverweigerungsrechts, dass die EEG-Umlage entsprechend dieser Abgrenzung – und der gegebenenfalls daraufhin erfolgten Korrektur der Jahresendabrechnung - geleistet worden ist (**Absatz 8 Satz 1 Nummer 4**) und für die entsprechenden Stromverbräuche ab dem 1. Januar 2020 sichergestellt ist, dass Absatz 1 eingehalten wird, wobei Absatz 7 Satz 2 Nummer 1 und Satz 3 und 4 entsprechend anzuwenden sind (**Absatz 8 Satz 1 Nummer 5**). Die Voraussetzungen müssen kumulativ vorliegen. Eine Einhaltung von Absatz 1 nach dem 1. Januar 2020 ist nach **Absatz 8 Satz 2** lediglich dann nicht erforderlich, wenn es sich um einen Fall nach Absatz 2 Nummer 2 handelt und damit eine Strommengenabgrenzung mittels mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen unmöglich oder mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden ist.

Mit **Absatz 9 Satz 1** werden schließlich die Absätze 1 bis 7 im Rahmen des Antragsverfahrens zur Besonderen Ausgleichsregelung für entsprechend anwendbar erklärt. Die entsprechende Anwendung erfolgt, da es im Rahmen des Antragsverfahrens nicht um die Erhebung der EEG-Umlage, sondern allein um die Darlegung der Voraussetzungen der besonderen Ausgleichsregelung geht. Damit sind grundsätzlich auch im Rahmen des Nachweises der Voraussetzungen der Besonderen Ausgleichsregelung die selbstverbrauchten Strommengen von den weitergeleiteten Strommengen durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen voneinander abzugrenzen, soweit die Absätze 2 bis 7 nichts Abweichendes regeln. Die entsprechende Anwendung der Absätze 1 bis 7 erfolgt nach Satz 1 mit mehreren Maßgaben. Nach **Satz 1 Nummer 1** ist Absatz 1 Satz 2 insoweit mit der Maßgabe anzuwenden, dass auch durch den Antragsteller selbstverbrauchte Strommengen von an Dritten weitergeleitete Strommengen abzugrenzen sind. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn in der Vergangenheit an der betreffenden Abnahmestelle bereits Weiterleitungen stattgefunden haben für Weiterleitung und Selbstverbrauch mangels Privilegierung aber derselbe Umlagesatz anzuwenden war und daher keine Messpflicht nach Absatz 2 Satz 1 bestand und in der Folge dann auch nicht die Schätzmöglichkeit nach Absatz 2 eröffnet ist. Durch die entsprechende Anwendung unter Maßgabe wird auch in diesen Fällen eine Schätzungsmöglichkeit nach Absatz 2 eröffnet. Für alle anderen Fälle, in denen regelmäßig Umlagesätze in unterschiedlicher Höhe anfallen werden, ergibt sich die Abgrenzungspflicht bei entsprechender Anwendung von Absatz 1 Satz 2 ohne die Maßgabe. Dies gilt insbesondere auch für die Abgrenzung des privilegierten Fahrstroms von anderen nicht privilegierten Stromverbräuchen einer Schienenbahn. Nach **Satz 1 Nummer 2** ist Absatz 2 Nummer 1 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass es keiner messtechnischen Abgrenzung bedarf, wenn die gesamte Strommenge vom Antragsteller nicht als Selbstverbrauch in Ansatz gebracht wird. **Satz 1 Nummer 3** schreibt schließlich eine entsprechende Anwendung von Absatz 5 mit der Maßgabe vor, dass die nach Absatz 5 zu tätigenden Angaben gegenüber dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zu tätigen sind. Entsprechend besteht für das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle nach Absatz 5 Satz 3 die Möglichkeit in bestimmten Fällen auf die Angaben nach Absatz 5 Satz 1 Nummer 3 und 4 zu verzichten. Nach **Satz 1 Nummer 4** ist Absatz 7 schließlich mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass eine Schätzung nicht unter der Bedingung der Einhaltung von Absatz 1 steht. Entsprechend bedarf es im Rahmen des Antragsverfahrens keiner Vorlage eines Messkonzeptes oder einer Erklärung über die erfolgte Umsetzung der Anforderungen von Absatz 1. Satz 1 Nummer 4 ermöglicht zudem Schätzungen auch unter Absatz 7 für Strommengen, die nach dem 31. Dezember 2016 oder im Fall von vom Kalenderjahr

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

abweichender Geschäftsjahre in dem letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr vor der Antragstellung verbraucht wurden.

Absatz 9 Satz 2 bestimmt zudem, dass soweit eine Schätzung bereits von einem Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen genossenschaftlichen Prüfungsverband, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft wurde, im Rahmen des für das Antragsverfahren nach den §§ 63ff. zu erstellenden Wirtschaftsprüfervermerk keine erneute Prüfung der Schätzung erfolgen muss, sondern vielmehr auf die bereits erfolgte Prüfung zurückgegriffen werden kann. **Absatz 9 Satz 3** enthält schließlich eine unwiderlegliche Vermutung. Ausschließlich für die Zwecke des Antragsverfahrens nach den §§ 63 ff. wird danach unwiderlegbar vermutet, dass die vom Antragsteller gemachten Angaben zu selbstverbrauchten Strommengen richtig sind, soweit diese bereits in früheren Antragsverfahren für die Begrenzungsjahre 2016 und 2017 durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle geprüft und akzeptiert worden sind. Im Rahmen des Antragsverfahrens ist daher im Regelfall nur für das Nachweisjahr 2017 eine Abgrenzung der selbstverbrauchten Strommengen von gegebenenfalls an Dritte weitergeleitete Strommengen in entsprechender Anwendung der Absätze 2 bis 7 vorzunehmen. Die Vermutung gilt ausschließlich für die Zwecke des Antragsverfahrens und hat keinerlei Auswirkungen für die Frage der für die betreffenden Jahre zu leistenden Umlagenschuld. Erforderlich ist zudem, dass die Angabe der selbstverbrauchten Strommengen vom BAFA akzeptiert worden ist. Soweit das BAFA daher im Rahmen der Antragsprüfung Angaben zu den selbstverbrauchten Strommengen bemängelt hat und in die Sachverhaltsaufklärung eingetreten ist, kann von der Vermutung bis zu der Klärung der anzusetzenden Strommengen kein Gebrauch gemacht werden. Wird aufgrund dieser Sachverhaltsaufklärung der ursprünglich erteilte Begrenzungsbescheid zurückgenommen oder widerrufen, kann auf die Vermutung nur dann zurückgegriffen werden, wenn ein korrigierter Begrenzungsbescheid erlassen wird.

Zu Nummer 36

Mit der Änderung in **§ 64 Absatz 4a EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

Zu Nummer 37

Mit der Änderung in **§ 66 Absatz. 3 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

Zu Nummer 38

Mit der Änderung in **§ 72 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017, der Aufhebung des bisherigen § 61h EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

Zu Nummer 39

Mit der Änderung in **§ 74 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst. Der neue **§ 74 Absatz 3** verpflichtet darüber hinaus die Elektrizitätsversorgungsunternehmen die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgegebenen Formularvorgaben im Rahmen des Meldeportals zur Übermittlung der Angaben zu verwenden.

Zu Nummer 40

Mit der Änderung in **§ 74a Absatz 1 und Absatz 2 Satz 5 und Absatz 3 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

Die Neufassung von Absatz 1 Satz 1 erweitert demgegenüber den Anwendungsbereich der Mitteilungspflicht um die Fälle des § 64 Absatz 5a EEG. Der neue **§ 74 Absatz 4** verpflichtet vergleichbar § 74 Absatz 3 von den Netzbetreibern etwaig vorgegebene Formularvorgaben zur Übermittlung der Angaben nach Absatz 1 und 2 zu verwenden.

Zu Nummer 41

In Bezug auf Verwaltungsakte des Umweltbundesamtes, die nach Maßgabe einer auf der Grundlage des § 92 EEG 2017 erlassenen Rechtsverordnung ergehen, wird nach dem neuen **§ 79 Abs. 8 EEG 2017** das Vorverfahren nach

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

§ 68 der Verwaltungsgerichtsordnung ausgeschlossen. Das elektronische und automatisierte Verfahren beim Herkunfts- und Regionalnachweisregister weist eine sehr geringe Fehleranfälligkeit auf. Aus der bisherigen Praxis ist kein Fall bekannt, in dem ein Rechtsbehelf gegen eine Entscheidung der Registerverwaltung eingelegt wurde. Daher gebietet es die Rechtsschutzfunktion des Vorverfahrens nicht, ein solches bei Verwaltungsakten der Verwaltung des Herkunfts- und Regionalnachweisregisters durchzuführen. Aus dem gleichen Grund ist bei solchen Verwaltungsakten ein Vorverfahren weder unter dem Gesichtspunkt der Selbstkontrolle der Verwaltung noch unter dem Gesichtspunkt der Entlastung der Gerichte erforderlich. Der Ausschluss erstreckt sich jedoch nicht auf Gebührenbescheide der Registerverwaltung nach der Herkunfts- und Regionalnachweis-Gebührenverordnung (HkRNGebV). Die HkRNGebV beruht auf § 87 EEG 2017 in Verbindung mit § 14 Abs. 2 der Erneuerbare-Energien-Verordnung. Gegen Gebührenbescheide nach der HkRNGebV findet das Widerspruchsverfahren folglich statt.

Zu Nummer 42

In Bezug auf Verwaltungsakte des Umweltbundesamtes, die nach Maßgabe einer auf der Grundlage des § 92 EEG 2017 erlassenen Rechtsverordnung ergehen, wird das Vorverfahren nach § 68 der Verwaltungsgerichtsordnung ausgeschlossen. Der neue **§ 79a Absatz 11 EEG 2017** stellt klar, dass sich dieser Ausschluss auch auf den Vollzug des Regionalnachweisregisters erstreckt. Der Ausschluss erstreckt sich hingegen nicht auf Gebührenbescheide nach der HkRNGebV. Auf die oben stehende Begründung zu § 79 Abs. 8 EEG 2017 wird verwiesen.

Zu Nummer 43

Zu Buchstabe a

Die Bezeichnung des **§ 80a EEG 2017** wird geändert. Kumulierung im hier verwendeten Kontext ist ein Begriff aus dem EU-Beihilferecht. Kumulierung liegt vor, wenn dieselben förderfähigen Kosten mit mehreren verschiedenen staatlichen Beihilfen gefördert werden. Eine Kumulierung wird durch § 80a EEG 2017 ist nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Die bisherige Bezeichnung als Kumulierungverbot führt daher in die Irre und wird hiermit geändert. § 80a EEG 2017 enthält vielmehr den allgemeinen beihilferechtlichen Grundsatz, dass es auch im Falle der Kumulierung nicht zu einer Überförderung kommen darf.

Zu Buchstabe b

Mit dem in **§ 80a EEG 2017** neu angefügten Satz wird die Vorgabe im Falle der Kumulierung von mehreren staatlichen Beihilfen auf die Förderung von KWK-Neuanlagen in der Eigenversorgung ausgeweitet.

Mit der Ergänzung wird sichergestellt, dass bei KWK-Neuanlagen die Zahlungen von Investitionszuschüssen zusammen mit den Umlageverringerungen bei der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage zuzüglich der Erlöse aus der Veräußerung der in der Anlage erzeugten Energie (Strom und Wärme) die Erzeugungskosten dieser Energie nicht überschreiten.

Anders als bei sonstigen Umlageprivilegien ist das neu gefasste Umlageprivileg der KWK-Neuanlagen in § 61c Absatz 1 und 2 EEG 2017 beihilferechtlich nicht als Ermäßigung der finanziellen Beiträge zur Förderung erneuerbarer Energiequellen“ (Abschnitt 3.7 der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien) genehmigt, sondern als Förderung für KWK-Anlagen. Wenn Umlageprivilegien unter Abschnitt 3.7 beihilferechtlich genehmigt werden, liegt auch im Falle gleichzeitiger Förderung des Unternehmens etwa mit KWK-Förderung keine Kumulierung vor, da jeweils andere förderfähige Kosten gefördert werden. In Falle der Umlageprivilegien für die KWK-Neuanlagen werden jedoch durch beide staatlichen Beihilfen dieselben förderfähigen Kosten gefördert, sodass eine Kumulierung im beihilferechtlichen Sinn gegeben ist.

Zu Nummer 44

Mit der Änderung in **§ 81 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017, der Aufhebung des bisherigen § 61h EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

Zu Nummer 45

Bei den Änderungen des **§ 85 Abs. 1 und Abs. 2 Nummer 2 EEG 2017** handelt es sich um Folgeänderungen durch die Überführung des Einspeisemanagements in das Energiewirtschaftsgesetz. Die bislang in **§ 85 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a** geregelte spezielle Aufsichtsbefugnis der Bundesnetzagentur nach § 85 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a zum Einspeisemanagement nach § 14 wird mit dessen Aufhebung und der Überführung in § 13 und § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes hinfällig. Inhaltlich entfällt die Aufgabe jedoch nicht. Die Aufsichtsbefugnis besteht weiterhin nach § 65 des Energiewirtschaftsgesetzes. Durch eine entsprechende Konkretisierung in

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

§ 54 Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur sichergestellt.

Zu Buchstabe a

Bei den Änderungen des **§ 85 Abs. 1 EEG 2017** handelt es sich um Folgeänderungen durch die Überführung des Einspeisemanagements in das Energiewirtschaftsgesetz.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Der neue **§ 85 Absatz 2 Nummer 1a EEG 2017** gibt der Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz für technische Einrichtungen nach § 9 Absatz 8 EEG 2017.

Zu Doppelbuchstabe bb

Bei der Aufhebung von **§ 85 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2017** handelt es sich ebenfalls um eine Folgeänderung, die sich aus der Aufhebung des § 14 EEG 2017 ergibt. Die Festlegungskompetenz der bisherigen Regelung kann entfallen. Aus der Regelung des neuen § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes ergibt sich die neue Einsatzreihenfolge der betroffenen Anlagen, die ergänzt wird durch eine neu eingefügte Verordnungsermächtigung nach § 13i des Energiewirtschaftsgesetzes. Außerdem kann die Bundesnetzagentur weitere Vorgaben zum Verfahren, Fristen und der Form der Unterrichtung im Wege einer Festlegung gemäß § 13j Absatz 2 Nummer 1a – neu - des Energiewirtschaftsgesetzes machen.

Zu Doppelbuchstabe cc

Die Änderungen in **§ 85 Abs. 2 Nummer 5 EEG 2017** sind notwendige Folgeänderungen der Verweise auf die Eigenversorgungsregelungen aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebung

Zu Nummer 46

Die Änderung des **§ 85a Absatz 1 Satz 1 EEG 2017** ist notwendig, um eine flexible Anpassung des Höchstwertes und gleichzeitig eine gewisse Verlässlichkeit der Anpassung des Höchstwertes zu gewährleiten. Durch die Streichung des fixen Datums „1. Dezember“ als einzigen möglichen Zeitpunkt, Festlegungen zu erlassen, wird es nun möglich, auch unterjährig Korrekturen vorzunehmen und Fehlentwicklungen entgegen zu treten. In der Praxis hat sich gezeigt, dass die Fristen mitunter schwer einzuhalten sind, insbesondere, wenn zunächst die Ausschreibungen zu den später im Jahr liegenden Gebotsterminen abgewartet werden müssen. Da die Bundesnetzagentur vor dem Erlass einer Festlegung ohnehin drei Gebotstermine abwarten muss, ist ein vorschnelles und übereiltes Handeln ausgeschlossen.

Mit dem neuen **§ 85a Absatz 1 Satz 3 EEG 2017** wird bestimmt, dass der Höchstwert nur einmal innerhalb eines Zweijahreszeitraum geändert werden darf. Damit wird sichergestellt, dass die Märkte dem Bestand des administrativ festgelegten Höchstwert trauen können.

Darüber hinaus werden die Regelbeispiele in **§ 85a Absatz 2 EEG 2017** sprachlich klarer gefasst. Die bisherigen Regelbeispiele waren sehr eng gefasst und schränkten die Bundesnetzagentur bei der Anpassung des Höchstwertes zu stark ein. Daher erhält die Bundesnetzagentur Spielraum, den Höchstwert bei Fehlentwicklungen anzupassen. Die Neufassung ersetzt den Begriff „Erzeugungskosten“ durch „Stromgestehungskosten“. Dadurch soll klargestellt werden, dass hierin auch eine angemessene Eigenkapitalverzinsung enthalten ist. Dies entspricht bereits dem bisherigen Verständnis des Begriffs „Erzeugungskosten“. Es soll lediglich mehr Klarheit für den Rechtsanwender geschaffen werden, indem einheitliche Begriffe verwendet werden. Eine inhaltliche Änderung wird dadurch nicht bewirkt.

Zu Nummer 47

Zu Buchstabe a

Mit der Änderung in **§ 88a Abs. 1 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Überführung des Einspeisemanagements in das Energiewirtschaftsgesetz. Der finanzielle Ausgleich ist nicht mehr in § 15 EEG geregelt, sondern nunmehr in § 13a Absatz 2

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

des Energiewirtschaftsgesetzes. Die Verordnungskompetenz ist beschränkt auf die Ansprüche der Anlagenbetreiber von Anlagen, die im Bundesgebiet errichtet worden sind und einen Anspruch auf Zahlung nach einem Fördersystem eines anderen Mitgliedstaats der Europäischen Union haben.

Zu Nummer 48

Durch die Änderungen in § 28 müssen auch die Regelungen für die gemeinsamen Ausschreibungen angepasst werden. Der Umfang des jährlichen Ausschreibungsvolumens für gemeinsame Ausschreibungen ist in § 28 Absatz 5 festgelegt.

Zu Nummer 49

Die Verordnungsermächtigung für die Innovationsausschreibungen wird so angepasst, dass im Rahmen der Innovationsausschreibungen neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsverfahren erprobt werden können, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen können. Hierzu gehören unter anderem, dass in den Innovationsausschreibungen bei negativen Preisen keine Marktprämie mehr gezahlt wird, der Wettbewerb durch Wettbewerbsklauseln gesichert wird, nach denen nur maximal 80 Prozent der abgegebenen Gebote bezuschlagt werden dürfen, technologieneutrale fixe Marktprämien und Anforderungen an netzdienliches Verhalten.

Zu Nummer 50

§ 92 Nummer 1 und Nummer 3 EEG 2017 wird um die Ermächtigung erweitert, Anforderungen an die Verwendung von Herkunfts- und Regionalnachweisen sowie das Verfahren für die Verwendung von Herkunfts- und Regionalnachweisen zu regeln. Das stellt klar, dass der Verordnungsgeber Regelungen treffen darf, die sich auf die Verwendung von Herkunfts- und Regionalnachweisen und auf das Verfahren für die Verwendung von Herkunfts- und Regionalnachweisen beziehen.

Zu Nummer 51

Zu Buchstabe a

§ 95 Nummer 1 EEG 2017 enthielt bislang eine Rechtsverordnungsermächtigung, um Einzelheiten zum Berechnungsverfahren für die Entschädigung nach § 15 Absatz 1 EEG 2017 zu regeln. Da die Vorschriften zur Entschädigung nun inhaltsgleich in § 13a Absatz 2 Satz 3 Nummer 5, sowie Satz 4 und 5 übernommen werden, wird die Ermächtigung im EEG entbehrlich. Eine entsprechende Ermächtigung wird stattdessen in § 13i EnWG ergänzt.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich bei der Änderung von **§ 95 EEG 2017** ausschließlich um die redaktionelle Korrektur eines bestehenden Zitierfehlers.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 52

Die Übergangsbestimmungen in **§ 100 EEG 2017** werden an verschiedenen Stellen angepasst.

Zu Buchstabe a

Durch die Einfügung eines neuen **§ 100 Abs. 1 Satz 5 EEG 2017** wird die Sanktion bei der Verletzung der Meldepflicht für Stromspeicher ausgesetzt.

Stromspeicher unterliegen einer Registrierungspflicht nach der Marktstammdatenregister-verordnung (MaStRV). Bereits seit 2014 unterfallen sie einer Registrierungspflicht nach der Anlagenregisterverordnung, nach der Stromspeicher den gleichen Pflichten unterliegen wie andere Stromerzeugungsanlagen. Durch die neu eingefügte Regel wird aufgespeicherter Strom im Rahmen des § 52 Abs. 1 Nummer 1 und 2 und Abs. 3 EEG 2017 bis zum 31. Dezember 2019 so behandelt, als sei der Stromspeicher im Register eingetragen, soweit die Anlage, die für die Bestimmung der Höhe des Zahlungsanspruchs maßgeblich ist, im Register registriert wurde. Die Sanktionen des § 52 Abs. 1 Nummer 1 und 2 und Abs. 3 EEG 2017 gelten mithin nicht für unterbliebene Speichermeldungen, wenn die Anlage, deren Strom zwischengespeichert wurde, gemeldet wurde. Die anderen Pflichtverstöße, die nach § 52 EEG 2017 sanktioniert werden, ziehen auch in solchen Konstellationen Fördersatzreduktionen nach sich.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Hieraus folgt nicht, dass die Meldung des Speichers durch den Betreiber entbehrlich ist: Nach dem Start des MaStR-Webportals sind bis zu 31. Dezember 2019 die Pflichten nach § 5 MaStRV (erstmalige Registrierung des Stromspeichers) zu erfüllen, um ab dem 1. Januar 2020 eine Reduzierung des anzulegenden Wertes nach § 52 Abs. 1 Nummer 1 und 2 oder Abs. 3 EEG 2017 aufgrund des Pflichtverstoßes zu vermeiden: Bei nicht registrierten Erzeugungsanlagen reduziert sich der anzulegende Wert für die erzeugten und eingespeisten Strommengen nach § 52 Abs. 1 Nummer 1 und 2 oder Abs. 3 EEG 2017. Im Fall einer registrierten Solaranlage, deren Strom teilweise in einem nicht registrierten Stromspeicher zwischengespeichert wird, kann vom Betreiber in der Regel nicht nachgewiesen werden, welcher Teil des ins Netz eingespeisten Stroms von der Solaranlage erzeugt wurde und welcher Teil vom Stromspeicher. Damit unterfällt der gesamte ins Netz eingespeiste Strom den Regelungen nach § 52 Abs. 1 Nummer 1 und 2 und Abs. 3 EEG 2017. Die Regelung vermeidet dies bis zum Ende des Jahres 2019.

Stromspeicher, die ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zwischenspeichern, gelten gemäß § 3 Nummer 1 zweiter Halbsatz EEG 2017 als Anlagen. Gemäß § 19 Abs. 3 EEG 2017 kann für den zwischengespeicherten Strom eine Zahlung nach dem EEG 2017 beansprucht werden. Diese Möglichkeit wird insbesondere bei Solaranlagen genutzt, die einen Stromspeicher zur Steigerung des Eigenverbrauchsanteils einsetzen. In vielen Fällen wurden Solaranlagen in das Register eingetragen, die Meldung des Stromspeichers unterblieb jedoch, da sich deren Betreiber im Unklaren waren, dass für die Stromspeicher eine gesonderte Meldepflicht im Register besteht. Die Neuregelung schafft eine Übergangszeit bis zum Ende des Jahres 2019, in der die Registrierung des Stromspeichers nachgeholt werden kann.

Zu Buchstabe b

Durch Buchstabe b werden einige Verweisfehler in **§ 100 Abs. 2 Satz 1 EEG 2017** korrigiert, Verweise ergänzt und eine Klarstellung zu § 100 Abs. 2 Satz 1 Nummer 3 Buchstabe b EEG 2017 vorgenommen.

Zu Doppelbuchstabe aa

Zu Dreifachbuchstabe bbb

Die Ergänzung in **§ 100 Abs. 2 Satz 1 Nummer 3 Buchstabe b EEG 2017** stellt klar, dass die Regelung des § 100 Abs. 2 Satz 2 und des neuen Satz 3 vorrangig gelten. Teilweise wurden die Regelungen bisher so ausgelegt, dass § 100 Abs. 2 Satz 1 Nummer 3 Buchstabe b EEG 2017 spezieller sei als § 100 Abs. 2 Satz 2, mit der Folge, dass die Anwendbarkeit der verminderten Sanktion des § 52 Abs. 3 EEG 2017 auf Anlagen nach § 100 Abs. 2 Satz 1 Nummer 3 Buchstabe b EEG 2017 abgelehnt wird. Tatsächlich sollte die nachträgliche Sanktionsmilderung auch für diese Anlagen Anwendung finden, über § 100 Abs. 2 Satz 2 und § 100 Abs. 1 Satz 5 bis 7 EEG 2017. Die Milderung greift für alle Strommengen, die ab dem 1. August 2014 eingespeist werden – wann die sie erzeugende Anlage in Betrieb genommen wurde, ist dafür unerheblich. Insofern gibt es keinen sachlichen Grund, zwischen verschiedenen Anlagengruppen mit unterschiedlichen Inbetriebnahmedaten zu differenzieren. Ebenso wenig war gewollt, zwischen solchen PV-Anlagen, die nach § 17 Abs. 2 Nummer 1 Buchstabe a EEG 2012 über das PV-Meldeportal gemeldet werden mussten, und solchen, die nach § 6 EEG 2014 in Verbindung mit § 6 Abs. 1 AnlRegV gemeldet werden mussten, zu differenzieren. Unabhängig von der Grundlage der Meldepflicht wollte der Gesetzgeber bei einem Verstoß gegen die Meldepflicht alle ab 1. August 2014 eingespeisten Strommengen nur einer abgemilderten Sanktion unterwerfen. Dies wird nun gesetzlich noch deutlicher klargestellt über die Ergänzung eines neuen Satz 3 in § 100 Abs. 2 EEG 2017, s. unten.

Die Anwendbarkeit von § 100 Absatz 2 Satz 2 und 3 EEG 2017 auf pflichtwidrig nicht nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a EEG 2012 gemeldete Solaranlagen, führt nicht dazu, dass – wie in der Rechtsprechung vertreten – § 100 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 Buchstabe b leerliefe und kein Anwendungsbereich verbliebe. Denn die über § 100 Absatz 2 Satz 2 und Satz 3 in Verbindung mit § 100 Absatz 1 Satz 5 bis 7 vermittelte Anwendbarkeit von § 52 Absatz 3 EEG 2017 steht unter dem Vorbehalt, dass die darin geregelten Anforderungen erfüllt sind. Ist demnach § 100 Absatz 1 Satz 5 erfüllt und Satz 6 nicht erfüllt und liegen die Voraussetzungen von § 52 Absatz 3 vor, so gilt für die ab dem 1. August 2014 eingespeisten Strommengen die abgemilderte Sanktion. Ist entweder § 100 Absatz 1 Satz 6 erfüllt oder § 52 Absatz 3 EEG 2017 nicht erfüllt, weil die Anlage weder gemeldet noch die Kalenderjahresmeldung nach § 71 Nummer 1 EEG 2017 bzw. § 71 Nummer 1 EEG 2014 fristgemäß vorgenommen worden ist, so verbleibt es bei der Anwendung des § 25 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2014 (Verringerung auf null) für Solaranlagen nach § 100 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 Buchstabe b EEG 2017 und für alle anderen EEG-Anlagen nach § 100 Absatz 2 Satz 1 Einleitungssatz EEG 2017.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Dreifachbuchstabe ccc

Die Übergangsbestimmung in § 66 Absatz 1 Nummer 5a EEG 2012, nach der bestehende Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu 100 % entschädigt werden, wurde in § 118 Absatz 25 des Energiewirtschaftsgesetzes integriert und kann deshalb an dieser Stelle entfallen.

Zu Dreifachbuchstabe ddd

Durch diese Regelung wird sichergestellt, dass alle bestehenden Windenergieanlagen an Land und auf See die Anforderungen des § 9 Absatz 8 einhalten müssen.

Zu Dreifachbuchstabe eee

Die Änderung in Dreifachbuchstabe eee ist eine Folgeänderung aufgrund der Anfügung einer Nummer 12 und 13 in **§ 100 Abs. 2 Satz 1 EEG 2017**.

Zu Dreifachbuchstabe fff

Durch die **neue Nummer 12 in § 100 Abs. 2 Satz 1 EEG 2017** soll die Sonderregelung für kleine Windenergieanlagen nach § 29 Abs. 3 EEG 2012 auch für kleine Windenergieanlagen gelten, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb gegangen sind. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Kleinanlagenregelung nach § 29 Abs. 3 EEG 2012 einheitlich angewendet wird. Es besteht kein sachlicher Grund, kleine Windenergieanlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb gegangen sind, insofern anders zu behandeln als solche, die ab dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden. Grund für die Sonderregelung für Kleinanlagen ist, dass diese ein Windgutachten nicht vorlegen können. Dieses Problem betrifft auch ältere Anlagen.

Die **neue Nummer 13 in § 100 Abs. 2 Satz 1 EEG 2017** enthält die Vorschrift für das neu eingeführte Redispatchregime und stellt sicher, dass auch alle Altanlagen dem neuen Regime des finanziellen Ausgleichs und der Abregelung im EnWG unterworfen werden. Damit ist keine Schlechterstellung der Anlagenbetreiber verbunden, da sie für eine Abregelung ihrer Anlage einen angemessenen finanziellen Ausgleich erhalten. Der finanzielle Ausgleich ist nach § 13a Absatz 2 EnWG angemessen, wenn er den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Das bedeutet, dass einem Anlagenbetreiber auch im Falle einer häufigeren Abregelung als nach dem alten Regime des Einspeisemanagements kein Schaden entsteht.

Mit dem **neuen Nummer 14 in § 100 Abs. 2 Satz 1 EEG 2017** wird ein Verweisfehler beseitigt. § 9 Abs. 7 EEG 2017 soll auch für Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, gelten. Darüber hinaus wird durch die Änderung auch die Pflicht zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung in § 9 Absatz 8 EEG 2017 auf alle Bestandsanlagen erweitert.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung ist eine Folgeänderung aufgrund der Änderung in **§ 100 Abs. 1 EEG 2017**, mit der die Sanktion bei der Verletzung der Meldepflicht für die Betreiber von Stromspeichern ausgesetzt wird. Der Verweis erfasst so alle bisherigen Sätze und den neu eingefügten Satz.

Zu Doppelbuchstabe cc

Der **neue Satz 3 des § 100 Abs. 2 EEG 2017** steht im Zusammenhang mit der Ergänzung des § 100 Abs. 2 Satz 1 Nummer 3 Buchstabe b EEG 2017. Diese Ergänzung stellt klar, dass § 100 Satz 2 EEG 2017 auf nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommene Solaranlagen anzuwenden ist. Die Regelung stellt zudem klar, dass es keinen Unterschied macht, ob die jeweilige Solaranlage über das PV-Meldeportal oder an das Anlagenregister gemeldet werden muss; für beide Gruppen ist über § 100 Abs. 1 Satz 5 bis 7 die abgemilderte Sanktion des § 52 Abs. 3 EEG 2017 zugrunde zu legen. Auch hier ist es in der Praxis zu Anwendungsschwierigkeiten gekommen, weil teilweise vertreten wurde, dass – vorausgesetzt, über § 100 Abs. 2 Satz 2 und § 100 Abs. 1 Satz 5 EEG 2017 ist § 52 Abs. 3 eröffnet – der Wortlaut des § 52 Abs. 3 EEG 2017 für Solaranlagen, die über das PV-Meldeportal gemeldet werden mussten, nicht einschlägig sei. Denn er spreche ausdrücklich von „nicht an das Register übermittelt“, das PV-Meldeportal sei aber kein Register im Sinn des Gesetzes. Auch hier wird nun die ursprüngliche Intention des Gesetzgebers, die Sanktionsmilderung auf alle Strommengen ab 1. August 2014 anzuwenden, gleich in welchen Anlagen sie erzeugt werden, klarer im Gesetzeswortlaut zum Ausdruck gebracht. Es gibt keinen sachlichen Grund dafür, solche Anlagen härter zu sanktionieren, bei denen die Meldung an das PV-Meldeportal unterblieben ist, als diejenigen Anlagen, die nicht ordnungsgemäß an das Anlagenregister oder Marktstammdaten-

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

register gemeldet wurden. Zudem ist zu berücksichtigen, dass Solaranlagen derzeit aus technischen und organisatorischen Gründen nicht an das Anlagenregister, sondern nur an das PV-Meldeportal gemeldet werden können und diese Meldung vom Gesetzgeber einer Meldung an das Register rechtlich gleichgestellt ist.

Zu Buchstabe c

Die beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission für den Mieterstromzuschlag nach § 19 Abs. 1 Nummer 3 EEG 2017 wurde im Jahr 2017 erteilt, daher kann der Genehmigungsvorbehalt in § 100 Abs. 7 Satz 2 gestrichen werden.

Zu Buchstabe d

Der neue **§ 100 Abs. 10 EEG 2017** schafft eine Übergangsregelung für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen. Ohne eine solche Regelung würde das neue Recht für alle Anlagen gelten, die ab dem Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes in Betrieb gesetzt werden.

Für Windenergie- und Solaranlagen, die in den Ausschreibungsrunden der Jahre 2017 und 2018 einen Zuschlag erhalten haben, sollen die Regelungen des EEG 2017, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes galten, unverändert weiter anwendbar bleiben, auch wenn diese Projekte erst nach Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb gehen. Dies erfasst auch die Übergangsvorschrift in § 100 Absatz 1 EEG 2017.

Dies gilt jedoch nicht, wenn bei Windkraftprojekten, die einen Zuschlag erhalten haben, dieser Zuschlag später erlischt und auf demselben Standort eine neue Genehmigung und ein neuer Zuschlag erteilt werden. In diesem Fall gilt das neue Recht.

Der neue **§ 100 Abs. 11 EEG 2017** stellt sicher, dass die bisher geltenden Regelungen auch für Anlagen gelten, die ihre Vergütung nicht im Wege der Ausschreibung erhalten haben (keine „Zuschlagserteilung“ wie in § 100 Abs. 10 EEG 2017). Der Verweis bezieht auch die Übergangsvorschriften mit ein.

Zu Nummer 53

Mit der Änderung in **§ 104 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61e EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

Zudem wird mit dem neu gefassten **§ 104 Abs. 7 EEG 2017** der § 61c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017 für entsprechend anwendbar erklärt auf KWK-Anlagen, die erstmals vor Inkrafttreten des EEG 2014 Strom erzeugt haben, deren Letztverbraucher die Anlage zur Eigenversorgung aber erstmals nach dem 31. Dezember 2017 genutzt hat.

§ 104 Abs. 9 EEG 2017 stellt die Anwendung des neuen Ausschreibungssegments für Solaranlagen, die auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand errichtet werden sollen, unter den Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission und trägt damit dem Durchführungsverbot in Artikel 108 Abs. 3 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union Rechnung.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich bei der Änderung von **§ 104 Absatz 3 Satz 3 EEG 2017** ausschließlich um die redaktionelle Korrektur eines bestehenden Zitierfehlers.

Zu Nummer 54

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Überführung des Einspeisemanagements in das Energiewirtschaftsgesetz.

Zu Nummer 55

Die Anfügung an **I. Nr. 5 der Anlage 3 zum EEG 2017** betrifft den sogenannten „Flexdeckel“. Die Änderung soll die Problematik adressieren, dass sich kurz vor Erreichen eines Deckels Unsicherheiten hinsichtlich der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ergeben können, die eine Investition verhindern. Konkret besteht hier die Befürchtung, dass Anlagenbetreiber im Zeitpunkt ihrer Investitionsentscheidung keine Sicherheit haben, dass ihre Investition zur bedarfsgerechten und flexiblen Einspeisung noch förderfähig sein wird.

Um dieser Unsicherheit zu begegnen, wird die Frist für die Schließung des Deckels von bislang zwei auf 16 Monate verlängert. Damit können alle Anlagenerweiterungen, die Flexibilitätsprämie erhalten, wenn sie spätestens sechzehn Monate nach der verkündeten Erreichung des Deckels in Betrieb gehen. Um die Maßnahme kostenneutral zu halten, wird der Deckel um 350 MW auf 1.000 MW reduziert. Ende August 2018 waren 736 MW des Deckels aufgebraucht.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Artikel 2

Zu Nummer 1

Die Änderung der Inhaltsübersicht erfolgt aufgrund der Einfügung des neuen § 26c KWKG.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Der neue **§ 2 Nummer 6a KWKG** definiert in seinem ersten Halbsatz den Begriff der Dampfentspannungseinrichtung als eine an ein Wärmenetz angeschlossene Kondensationsturbine, die im Regelbetrieb zur Dampfdruckregulierung des Wärmenetzes eingesetzt wird und bei der insoweit der erzeugte Strom ein untergeordnetes Nebenprodukt aus Gründen der Energieeffizienz darstellt. Erforderlich ist ein Einsatz zur Dampfdruckregulierung im Regelbetrieb. Für die Begriffsbestimmung ist es unerheblich, wenn außerhalb des Regelbetriebs und damit insbesondere bei einem Leistungsabruf im Rahmen einer Redispatchanforderung die Kondensationsturbine zu Stromerzeugungszwecken eingesetzt wird.

Wie auch bei Endkundenanlagen nach § 2 Nummer 8 KWKG (neue Fassung) bestimmt der zweite Halbsatz von Nummer 6a, dass Dampfentspannungseinrichtungen Bestandteil aller KWK-Anlagen sind, von denen sie Dampf beziehen. Auf die entsprechenden Ausführungen im Rahmen der Gesetzesbegründung zu § 2 Nummer 8a kann verwiesen werden. Anders als bei Endkundenanlagen, die eine Personenverschiedenheit von Betreiber der KWK-Anlagen und Betreiber der Endkundenanlage voraussetzen, gilt dieses Erfordernis bei Dampfentspannungseinrichtungen indes nicht. Insoweit führt die nach dem zweiten Halbsatz erforderliche Zuordnung zu den die Dampfentspannungseinrichtungen mit Dampf versorgenden KWK-Anlagen dazu, dass für die Dampfentspannungseinrichtung das Eigenversorgungsverbot des § 8a Absatz 2 KWKG gilt, sofern diese von einer KWK-Anlage, die im Rahmen einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten hat, mit Dampf beliefert wird.

Entsprechend dem dritten Halbsatz in § 2 Nummer 8 KWKG (neue Fassung) bestimmt auch der dritte Halbsatz in § 2 Nummer 6a, dass für die nach dem zweiten Halbsatz insoweit zu erfolgende Zuordnung der Dampfentspannungseinrichtung im Hinblick auf die Bestimmung der elektrischen Leistung gilt, dass sich diese entsprechend dem Verhältnis der Dampferzeugungsleistung der jeweiligen KWK-Anlage zur Dampferzeugungsleistung sämtlicher KWK-Anlagen bestimmt, von denen die Dampfentspannungseinrichtung Dampf bezieht. Die Zuordnung entsprechend dem Verhältnis der einzelnen Dampferzeuger zueinander, kann im Einzelfall dazu führen, dass sich die jeweiligen Werte verändern, wenn bestehende Dampferzeuger erweitert oder reduziert oder neue Dampferzeuger hinzukommen. In diesem Fall bedarf es für sämtliche KWK-Anlagen, von denen die Dampfentspannungseinrichtung Dampf bezieht einer Änderungsgenehmigung nach § 11 Absatz 4 KWKG.

Der neue **§ 2 Nummer 6b KWKG** definiert den Begriff der „Dampfsammelschienen“. Die Begriffsdefinition ist wesentlicher Bestandteil der Begriffsdefinition zu den Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen in § 2 Nummer 6c. Dampfsammelschienen sind nach dem ersten Halbsatz von Nummer 6b Einrichtungen zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung mit Dampf, an denen mindestens zwei Dampferzeuger und eine Dampfturbine oder ein Dampferzeuger und zwei Dampfturbinen angeschlossen sind. Es handelt sich in beiden Konstellationen um die Mindestkomponenten einer Dampfsammelschiene. Erforderlich ist insoweit entweder mindestens ein Dampferzeuger und mindestens zwei Dampfturbinen oder mindestens zwei Dampferzeuger und mindestens eine Dampfturbine. In der Praxis bestehen Dampfsammelschienen nicht selten aus einer Vielzahl von Dampferzeugern und Dampfturbinen, die an ein gemeinsames Dampfrohr angeschlossen sind, welches es ermöglicht, innerhalb dieser Sammelschiene beliebige thermodynamische Prozesse zwischen den angeschlossenen Dampferzeugern und den angeschlossenen Dampfturbinen herzustellen und zu unterhalten. Die thermodynamischen Prozesse sind dabei häufig nicht auf Dauer angelegt. Vielmehr kann zum Beispiel eine angeschlossene Dampfturbine je nach Einsatzbedingungen entweder mit Dampf aus dem einen oder einem anderen Dampferzeuger versorgt werden. Erforderlich ist aber immer, dass ein thermodynamischer Prozess überhaupt hergestellt werden kann. Soweit daher ein bestimmter Dampferzeuger aus physikalischen Gründen, beispielsweise aufgrund eines Dampfdruckgefälles, einer bestimmten Dampfturbine keinen Dampf liefern kann, können diese Dampfturbine und dieser Dampferzeuger nicht Teil ein und derselben Dampfsammelschiene sein.

Mit dem zweiten Halbsatz von Nummer 6b KWKG wird klargestellt, dass nicht jede leitungsgebundene Versorgung von Dampfturbinen aus mehreren Dampferzeugern eine Dampfsammelschiene im Sinn der Legaldefinition darstellt. Keine Dampfturbinen im Sinn des ersten Halbsatzes sind Dampfentspannungseinrichtungen sowie Endkundenanlagen. Der Begriff der Dampfentspannungseinrichtung wird in § 2 Nummer 6a, der Begriff der Endkundenanlage in § 2 Nummer 8a legal definiert. Speisen etwa mehrere KWK-Anlagen Dampf in ein Wärmenetz,

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

dessen Druck mittels einer Dampfentspannungseinrichtung reguliert wird, wird allein wegen der Dampfentspannungseinrichtung aus dem Wärmenetz keine Dampfsammelschiene. Die einspeisenden KWK-Anlagen und sonstigen Dampferzeuger sind in diesem Fall folglich nicht unter dem weiten Anlagenbegriff als eine KWK-Anlage zu qualifizieren. Dampfentspannungseinrichtungen sowie Endkundenanlagen haben folglich keine „verklammernde Wirkung“ und machen insoweit aus einem Wärmenetz keine Dampfsammelschiene. Voraussetzung ist jedoch, dass die jeweiligen Voraussetzungen der Begriffsdefinitionen erfüllt sind und keine weiteren Dampfturbinen, etwa zur Verbindung mehrerer Wärmenetze unterschiedlicher Druckstufen, vorhanden sind, die weder Dampfentspannungseinrichtung noch Endkundenanlage sind und von denen insoweit eine „verklammernde“ Wirkung ausgeht, die das Wärmenetz zu einer Dampfsammelschiene macht.

Der neue **§ 2 Nummer 6c KWKG** definiert den Begriff der Dampfsammelschienen-KWK-Anlage. Die Begriffsbestimmung ist erforderlich, weil mit dem vorliegenden Gesetz Sonderbestimmungen für derartige Anlagen eingeführt werden. Die Begriffsdefinition dient der Abgrenzung des sachlichen Anwendungsbereichs dieser Sonderbestimmungen. Sie entfaltet keinerlei Rückwirkung auf den im Übrigen spätestens seit der Novelle des KWKG im Jahre 2016 nach § 2 Nummer 14 KWKG geltenden weiten Anlagenbegriff. Die Einführung von Sonderbestimmungen für Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen erfolgt, weil sich für diese Anlagen mit der im Rahmen der letzten großen Novellierung des KWKG beihilferechtlich bedingten Umstellung der früheren Verwaltungspraxis der blockweisen Betrachtung von KWK-Anlagen in Dampfsammelschienenschaltung hin zu einem weiten Anlagenbegriff die Modernisierungsanforderungen deutlich erhöht haben. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der im Rahmen eines Modernisierungsvorhabens zu erreichenden Investitionstiefen sowie hinsichtlich des Umgangs mit einer in der Dampfsammelschienen-KWK-Anlage verbleibenden Kohleverfeuerung. Während nach der früheren Praxis der blockweisen Betrachtung bei Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen lediglich einzelne Blöcke als KWK-Anlagen im Sinn des Gesetzes verstanden wurden und die erforderlichen Investitionstiefen von 25 bzw. 50 Prozent bei Modernisierungen damit ebenso wie das Erfordernis keine Kohle zu verstromen als lediglich auf den einzelnen Block bezogen verstanden wurde, müssen diese Anforderungen nunmehr auf die gesamte Dampfsammelschienenanlage bezogen werden.

Die Begriffsdefinition wie auch schon der Begriff selbst stellen klar, dass Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen notwendig das Vorliegen einer KWK-Anlage voraussetzen. Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen stellen insoweit eine Teilmenge innerhalb der KWK-Anlagen dar. Allein das Vorhandensein einer Dampfsammelschiene genügt nicht. Die Dampfsammelschienen-KWK-Anlage muss vielmehr (gleichzeitig) Strom und Nutzwärme erzeugen und damit über eine – wenn auch noch so geringe - KWK-Scheibe verfügen. Dampfsammelschienenkraftwerke mit ausschließlich Kondensationsturbinen stellen folglich keine Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen dar. Erforderlich ist zudem, dass die KWK-Anlage über wenigstens eine Dampfsammelschiene im Sinn des § 2 Nummer 6b verfügt. In der Praxis kommt es nicht selten vor, dass in einer KWK-Anlage mehrere Dampfsammelschienen auf unterschiedlichen Druckstufen existieren.

Zu Buchstabe b

Der Begriff der elektrischen KWK-Leistung aus dem bisherigen § 2 Nummer 6a KWKG wird in **§ 2 Nummer 6d KWKG** neu gefasst als die elektrische Leistung einer KWK-Anlage, die unmittelbar mit der im KWK-Prozess höchstens auskoppelbaren Nutzwärme im Zusammenhang steht. Damit wird klargestellt, dass es sich bei dem Begriff der elektrischen KWK-Leistung, wie seit jeher, nicht um eine veränderliche, sondern eine unveränderliche Größe handelt (insoweit unzutreffend: BT-Drucks. 18/10209). Die elektrische KWK-Leistung ist die technisch maximal erreichbare elektrische KWK-Leistung einer KWK-Anlage, welche durch die unmittelbar mit der im KWK-Prozess höchstens auskoppelbaren Nutzwärme bestimmt wird. Die tatsächlich erreichte Wärmeauskopplung ist insoweit irrelevant.

Zu Buchstabe c

Der neue **§ 2 Nummer 8a KWKG** definiert in seinem ersten Halbsatz den Begriff der Endkundenanlage als eine von einem Dritten betriebene Dampfturbine, die den an sie gelieferten Dampf nicht in ein Wärmenetz ein- oder zurückspeist. Der Regelfall derartiger Endkundenanlagen sind von Dampfkunden betriebene Dampfturbinen, die zu Produktionszwecken oder zur Objektversorgung für die Erzeugung von Strom und Nutzwärme eingesetzt werden. Für das Vorliegen einer Endkundenanlage im Sinn der Begriffsbestimmung ist zunächst Voraussetzung, dass die Endkundenanlage von einem Dritten betrieben wird. KWK-Anlagenbetreiber und damit regelmäßig der Dampflieferant und der Betreiber der Endkundenanlage müssen folglich personenverschieden sein. Weiterhin darf die Endkundenanlage den an sie gelieferten Dampf nicht in ein Wärmenetz ein- oder zurückspeisen. Erfor-

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

derlich ist insoweit, dass sie den an sie gelieferten Dampf vollständig zur Strom- oder zur Strom- und Nutzwärmeerzeugung verbrauchen. Anders als Dampfentspannungseinrichtungen, die als wärmenetzregulierende Einrichtung zwingend an ein Wärmenetz angeschlossen sein müssen, gilt dies für Endkundenanlagen nicht.

§ 2 Nummer 8a, zweiter Halbsatz bestimmt für Endkundenanlagen, dass sie Bestandteil sämtlicher KWK-Anlagen sind, von denen sie Dampf beziehen. Die Zuordnung erfolgt per gesetzlicher Anordnung und gilt ausschließlich für die Bestandteile der Endkundenanlage (Dampfturbine, Generator). Ein etwaig zwischen der Endkundenanlage und der KWK-Anlage bestehendes Wärmenetz wird allein durch die Endkundenanlage nicht zum Bestandteil der die Endkundenanlage mit Dampf beliefernden KWK-Anlagen. Die insoweit nach dem zweiten Halbsatz im Einzelfall erforderliche Zuordnung der Endkundenanlage zu mehreren KWK-Anlagen liegt darin begründet, dass Endkundenanlagen nach der Legaldefinition des neuen § 2 Nummer 6b keine „verklammernde Wirkung“ im Hinblick auf die sie mit Dampf beliefernden KWK-Anlagen entfalten (siehe hierzu auch bereits die Begründung zu § 2 Nummer 6b). Ob und welchen KWK-Anlagen die Endkundenanlagen zuzuordnen sind, bestimmt sich nach dem Umstand, von welcher KWK-Anlage die Endkundenanlage Dampf bezieht. Entscheidend ist dabei der technische Bezug. Das im Einzelfall in einer vertraglichen Vereinbarung ein Dampfbezug nur aus einer bestimmten KWK-Anlage vorgesehen ist, ist unschädlich, sofern physikalisch keine Trennung der Dampfmengen möglich ist. Nur soweit daher - etwa aufgrund eines Dampfdruckgefälles im Wärmenetz – physikalisch ausgeschlossen werden kann, dass die Endkundenanlage keinen Dampf aus einer KWK-Anlage bezieht, ist die Endkundenanlage kein Bestandteil der betreffenden KWK-Anlage. Denkbar ist dies etwa, wenn die Endkundenanlage an einer Stelle des Wärmenetzes angeschlossen ist, an der ein höherer Dampfdruck vorherrscht als an der Stelle, an der die betreffende KWK-Anlage an dem Wärmenetz angeschlossen ist und Dampf einspeist.

Die nach dem zweiten Halbsatz zu erfolgende Zuordnung führt im Ergebnis dazu, dass sämtliche Bestimmungen des KWKG, die für die betreffende KWK-Anlage gelten, auch für die Endkundenanlage gelten. Namentlich betrifft dies etwa die Bestimmung der Investitionstiefe einer Modernisierung, das Verbot einer anderweitigen Förderung nach KWKG und EEG im Rahmen der Bestandsanlagenförderung und die Bestimmung der Förderung. Entsprechendes gilt grundsätzlich auch für das Eigenversorgungsverbot in der Ausschreibung, welches allerdings deshalb nicht einschlägig sein wird, weil die Begriffsdefinition der Endkundenanlage bereits eine Personenverschiedenheit zwischen Betreiber der KWK-Anlagen und Betreiber der Endkundenanlage voraussetzt.

Für die nach dem zweiten Halbsatz insoweit zu erfolgende Zuordnung der Endkundenanlage gilt allerdings im Hinblick auf die Bestimmung der elektrischen Leistung und der KWK-Leistung, dass sich diese entsprechend dem Verhältnis der Dampferzeugungsleistung der jeweiligen KWK-Anlage zur Dampferzeugungsleistung sämtlicher Dampferzeuger, von denen die Endkundenanlage Dampf bezieht, bestimmt. Die Zuordnung entsprechend dem Verhältnis der einzelnen Dampferzeuger zueinander, kann im Einzelfall dazu führen, dass sich die jeweiligen Werte verändern, wenn bestehende Dampferzeuger erweitert oder reduziert oder neue Dampferzeuger hinzukommen. In diesem Fall bedarf es für sämtliche KWK-Anlagen, von denen die Endkundenanlage Dampf bezieht einer Änderungsgenehmigung nach § 11 Absatz 4 KWKG.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe e

Die Aufhebung von **§ 2 Nummer 9b KWKG** ist eine redaktionelle Folgeänderung zu der Klarstellung des Begriffs der elektrischen KWK-Leistung. Der Begriff der installierten KWK-Leistung kann insoweit ersatzlos gestrichen werden.

Zu Buchstabe f

Die Änderung in **§ 2 Nummer 10 KWKG** beseitigt ein Redaktionsversehen.

Zu Buchstabe g

Das Erfordernis, dass eine modernisierte KWK-Anlage eine Investitionsmindesttiefe von 25 Prozent erreichen muss, wird aus der allgemeinen Begriffsbestimmung der modernisierten KWK-Anlage herausgelöst. Die konkreten Mindestinvestitionstiefen sind zukünftig damit allein an der jeweiligen Stelle der Förderbestimmungen geregelt. Die Änderung erfolgt vor dem Hintergrund der mit dem vorliegenden Gesetz erfolgenden Absenkung der Mindestinvestitionsschwelle von förderfähigen Modernisierungsvorhaben bei Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen. Mit Ausnahme der Ermöglichung einer Förderung von einer Investitionstiefe einer Modernisierung von lediglich 10 Prozent ausschließlich bei Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen wird die Rechtslage und insbeson-

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

dere die für sonstige modernisierte KWK-Anlagen zum Erhalt einer Förderung erforderlichen Mindestinvestitionstiefen nicht verändert. Da Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen eine Teilmenge von KWK-Anlagen darstellen (vgl. Begründung zu § 2 Nummer 6c) gilt auch für sie der Begriff der modernisierten KWK-Anlage in § 2 Nummer 18 KWKG. Neben den bisherigen Modernisierungskostenschwellen von 25 und 50 Prozent steht ausschließlich Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen ab einer bestimmten Größe aber eine Modernisierung mit einer geringeren Investitionstiefe (10%) als förderfähige Modernisierungsoption zur Verfügung.

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung, die durch die Streichung der §§ 14 und 15 EEG erforderlich wird. Das Einspeisemanagement nach dem bisherigen § 14 EEG wird in den Redispatch nach § 13a Abs. 1 des EnWG überführt und die bisherige Entschädigungsregelung nach § 15 EEG findet sich nunmehr hinsichtlich des finanziellen Ausgleichs in § 13a Abs. 2 Satz 3 Nummer 5 EnWG.

Die EnWG-Regelungen finden unmittelbare Anwendung auch auf vorrangberechtigen KWK-Strom und bedürfen daher keines Verweises im KWKG. Die Formulierungen zur Umsetzung des KWK-Strom-Vorrangs in § 13 Abs. 1b EnWG und zum finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 Satz 3 Nummer 5 EnWG beziehen sich allein auf den vorrangberechtigten KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen nach § 3 Abs. 1 KWKG. Eine inhaltliche Änderung zur Reichweite des vorrangigen Netzzugangs für KWK-Strom ist daher mit der Streichung des Verweises nicht verbunden.

Zu Buchstabe b

Bei der Änderung von **§ 3 Abs. 2 KWKG** handelt sich dabei um eine redaktionelle Folgeänderung der Änderung des § 11 EEG 2017.

Zu Nummer 4

§ 5 Abs. 1 Nummer 2 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa KWKG wird lediglich an die Änderung des § 2 Nummer 6d und die Aufhebung des § 2 Nummer 9b KWKG angepasst, indem anstelle auf installierte KWK-Leistung nun auf elektrische KWK-Leistung Bezug genommen wird. Inhaltlich ist damit keine Änderung verbunden.

In **§ 5 Abs. 1 Nummer 2 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb KWKG** wird klargestellt, dass auch für Modernisierungen von Anlagen in den Ausschreibungen eine Wartezeit von 10 Jahren gilt. Eine nach dem KWKG förderfähige Modernisierung ist damit, wie auch außerhalb der Ausschreibungen nach § 8 Abs. 3 Nummer 2 Buchstabe b KWKG, frühestens zehn Jahre nach der erstmaligen Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage oder nach der Wiederaufnahme des Dauerbetriebs einer bereits modernisierten Anlage möglich. In dieselbe Richtung weist bereits § 2 Nummer 18 Buchstabe b KWKG, wonach eine Modernisierung mit einer Effizienzsteigerung einhergehen muss.

Zu Nummer 5

Zu Buchstabe a

Mit der Änderung in **§ 6 Abs. 1 KWKG** wird ein Verweisfehler redaktionell korrigiert.

Zu Buchstabe b

Die Einfügung von **§ 6 Abs. 1a KWKG** betrifft ausschließlich Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen. Bereits durch die letzte große Novellierung des KWKG wurde die Förderung auf die Verstromung auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen und flüssigen Brennstoffen beschränkt. Zulassungsfähig sind nach § 6 Abs. 1 Nummer 2 KWKG seither nur noch KWK-Anlagen, die Strom auf Basis dieser Brennstoffe sowie Abwärme gewinnen. Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen enthalten in der Regel mehrere Dampferzeuger, von denen einzelne mit förderungswürdigen Brennstoffen befeuert werden, während andere mit seit der letzten Novellierung des KWKG nicht mehr förderfähigen Brennstoffen befeuert werden. Mit dem spätestens seit der letzten großen Novellierung des KWKG geltenden weiten Anlagenbegriff führt dies dazu, dass Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen, in denen sich auch nach einer Modernisierung noch Kohlekessel befinden, nicht zugelassen werden können. Eine (ggfs. sukzessive) Umstellung von Kohle- auf Gasfeuerung ist indes, ebenso wie die mit einer Modernisierung einhergehende Effizienzverbesserung, grundsätzlich förderwürdig. Der neue Absatz 1a ermöglicht für Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen im Sinn des § 2 Nummer 6b KWKG daher auch dann eine Zulassung zur Förderung, wenn nach einer Modernisierung noch Dampferzeuger verbleiben, die Dampf nicht auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen erzeugen (Satz 1 Nummer 1). Voraussetzung einer Zulassung in diesem Fall ist nach Satz 1 Nummer 2, dass die Anlage über Vorrichtungen zur Messung

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

und Bilanzierung der erzeugten Dampfmengen nach aktuellem Stand der Technik verfügen muss. Hintergrund dieser Anforderung ist Satz 2, wonach im Falle einer Zulassung nach Absatz 1a der Anspruch auf Zahlung des Zuschlags ausschließlich für Strom besteht, der auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen gewonnen wurde. Der Anlagenbetreiber muss insoweit messtechnisch nachweisen, welcher Anteil der Stromerzeugung auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen und flüssigen Brennstoffen und welcher Anteil der Stromerzeugung auf Basis nicht förderwürdiger Brennstoffe erfolgte. Eine bilanzielle Abgrenzung, bezogen auf die jeweilige Gesamterzeugung im Verhältnis zu den insgesamt eingesetzten Brennstoffen innerhalb eines Abrechnungszeitraums, mindestens jedoch kalenderjährlich, ist dabei ausreichend. Da die Anlage aufgrund des weiten Anlagenbegriffs nicht in Teilen zugelassen werden kann, ist die auf die Kohleverstromung entfallende Leistung der Anlage mit dem auf die konkrete Modernisierungsmaßnahme entfallenden Vollbenutzungsstundenkontingent in Ansatz zu bringen. Eine Vergütung von KWK-Strom erfolgt jedoch nur für solchen KWK-Strom, der bilanziell aus förderwürdigen Brennstoffen erzeugt wird. KWK-Strom aus der Verfeuerung von Kohle erhält keine Förderung.

Zu Nummer 6

Zu Buchstabe a

Mit dem neuen **§ 7 Abs. 2a KWKG** wird der Kohleersatzbonus im Fall der Teilmodernisierung oder des Teilersatzes von Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen geregelt. Aufgrund des spätestens seit der letzten Novellierung des KWKG geltenden weiten Anlagenbegriffs wird der Kohleersatzbonus nur noch gewährt, wenn die gesamte KWK-Anlage stillgelegt wird, die Strom auf Basis von Stein- oder Braunkohle gewinnt. Um bei Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen einen sukzessiven Umstieg von Kohle auf förderwürdige Brennstoffe zu ermöglichen, wird der Kohleersatz-Bonus nach § 7 Abs. 2a KWKG bei Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen auch dann gewährt, wenn lediglich einzelne Dampferzeuger stillgelegt werden, die Dampf auf Basis von Stein- oder Braunkohle gewinnen. Die Vorschrift findet ausschließlich Anwendung auf Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 50 MW. Die Gewährung des Kohleersatzbonus erfolgt in diesem Fall anteilig. Hierzu wird die anzurechnende Stilllegungsleistung ermittelt, indem die KWK-Leistung der Gesamtanlage mit dem Leistungsanteil des stillgelegten Dampferzeugers an der Gesamtdampfleistung aller angeschlossenen Dampferzeuger multipliziert wird. In diesem Verhältnis wird sodann der Kohleersatzbonus gewährt. Wird z.B. in einer Dampfsammelschienenanlage mit drei gleich großen Dampferzeugern eine 50 Prozent-Modernisierung durchgeführt, bei der einer der drei Kohlekessel auf Gas umgestellt wird, erhält die Anlage für 30.000 Vollbenutzungsstunden den KWK-Zuschlag. Für 10.000 Vollbenutzungsstunden wird der Kohleersatzbonus gewährt. Im Fall des Ersatzes eines Dampferzeugers einer Dampfsammelschienen-KWK-Anlage durch einen Neubau einer KWK-Anlage in Stand-Alone-Betriebsweise gilt Entsprechendes. Soweit die KWK-Leistung des Neubaus hinter der errechneten Stilllegungsleistung zurückbleibt, wird der Kohleersatzbonus freilich aber nur in Höhe der KWK-Leistung gewährt.

Zu Buchstabe b

Der in **§ 7 Abs. 6 KWKG** verwendete Begriff der Kumulierung bedeutet die Förderung derselben förderfähigen Kosten mit mehreren staatlichen Beihilfen im Sinne des Artikel 107 Abs. 1 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union. Werden unterschiedliche förderfähige Kosten mit unterschiedlichen Förderregimen gefördert, etwa die Wärmenetzförderung neben der KWK-Anlagenförderung, so stellt dies keine Kumulierung dar. Die Kumulierung von Investitionsbeihilfen mit der Förderung nach dem KWKG bei denselben förderfähigen Kosten wird grundsätzlich ausgeschlossen.

Mit dem KWKG 2016 wurde in § 7 Abs. 6 KWKG eine Kumulierung der Förderung nach dem KWKG mit Investitionskostenzuschüssen erlaubt, soweit es durch die Kumulierung in Summe nicht zu einer Überförderung kommt. In der Folge sind beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) mehrere Anträge auf Förderung nach dem KWKG für KWK-Anlagen eingegangen, die bereits vor der Antragstellung beim BAFA einen Investitionskostenzuschlag erhalten hatten.

Nach eingehender Prüfung der Sachlage ist indes kein Weg ersichtlich, der mit vertretbarem Aufwand sicherstellt, dass es durch die Kumulierung nicht zu einer Überförderung kommt. Die in Betracht kommenden beihilferechtskonformen Ansätze führen zu einem unverhältnismäßigem Aufwand entweder auf Seiten der Verwaltung oder auf Seiten der Anlagenbetreiber, was den möglichen Mehrwert einer zusätzlich gewährten Förderung in Frage stellt und bei den meisten beim BAFA anhängigen Anträgen dazu geführt hat, dass nachträglich auf den Investitionskostenzuschuss zugunsten einer Förderung nach dem KWKG verzichtet worden ist.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Grund hierfür ist, dass die Förderlücke von KWK-Anlagen sehr unterschiedlich ausfällt. Sie ist für jede KWK-Anlage abhängig von deren Größe, deren verwendeter Technologie, deren Eigenversorgungsquote bei Strom und/oder Wärme sowie zahlreicher anderer Faktoren. Anders als bei EE-Anlagen ist es aufgrund dieser Heterogenität des Anlagenbestands kaum möglich, verallgemeinerungsfähige Aussagen zu verbleibenden Förderlücken von bestimmten Anlagenkategorien neben der KWKG-Förderung zu treffen.

Eine Investitionskostenförderung könnte daher mit vertretbarem Aufwand nur entsprechend dem Vorbild des § 19 Abs. 7 der KWK-Ausschreibungsverordnung (BGBl. I S. 3167) dergestalt zugelassen werden, dass diese Förderung bei einer späteren Zuschlagszahlung nach dem KWKG insgesamt wieder abgezogen werden müsste. Im Ergebnis würden die weiteren Fördergeber, insbesondere die Bundesländer dann zwar fördern können, die Anlagenbetreiber hätten hieraus allerdings aufgrund des späteren Abzugs dieser Förderung von der Zuschlagszahlung nach dem KWKG allenfalls eine frühere Mittelverfügbarkeit, deren Zinsvorteil indes ebenfalls zu berücksichtigen wäre. Die weiteren Fördergeber würden mit ihrer Investitionskostenförderung damit faktisch nur symbolisch fördern und den KWKG-Wälzungsmechanismus und damit die KWKG-Umlage und den Förderdeckel des KWKG auf ihre Kosten entlasten.

Aus diesem Grunde wird eine Investitionskostenförderung neben dem KWKG durch die Neufassung des § 7 Absatz 6 KWKG ausgeschlossen. § 19 Abs. 7 der KWK-Ausschreibungsverordnung bleibt hiervon unberührt.

Rechtsfolge des Kumulierungsverbots ist es, dass die Gewährung staatlicher Beihilfen, die zusätzlich zur Förderung nach dem KWKG gewährt werden, rechtswidrig ist. Für die Gewährung der Förderung nach dem KWKG ist daher Voraussetzung, dass der Antragsteller bestätigt, bislang keine weiteren staatlichen Beihilfen für dieselben förderfähigen Kosten seiner Anlage erhalten zu haben. Nimmt er trotzdem andere Beihilfen in Anspruch, ist die Förderung nach dem KWKG rechtswidrig und muss zurückgezahlt werden.

Eine diesbezügliche Ausnahme macht Satz 3 für sehr kleine Mikro-KWK-Anlagen. Für Mikro-KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich zwanzig Kilowatt kann aufgrund der sehr hohen spezifischen Kosten davon ausgegangen werden, dass abgrenzbare Anwendungsfelder existieren, für die neben der KWKG-Förderung eine entsprechende Förderlücke verbleibt.

Voraussetzung für die Gewährung einer kumulierten Förderung ist dabei nach Satz 3, dass der Fördergeber des Investitionskostenzuschussprogramms für dieses Zuschussprogramm gegenüber dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle den beihilferechtskonformen Nachweis erbracht hat, dass auch bei der kumulierten Förderung aus dem Investitionszuschuss und den Vergütungen nach diesem Gesetz eine Überforderung ausgeschlossen ist. Dieser Nachweis ist regelmäßig, mindestens jedoch jährlich, zu aktualisieren. Weitere Voraussetzung ist, dass der Antragsteller zusammen mit dem Antrag auf Zulassung der KWK-Anlage gegenüber dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zusichert, dass er neben dem Investitionszuschuss und der Vergütung nach diesem Gesetz für diese KWK-Anlage keine weitere Förderung in Anspruch nimmt. Dadurch wird ausgeschlossen, dass eine KWK-Anlage mehrere Investitionsförderprogramme unterschiedlicher Fördergeber in Anspruch nimmt und es so zu einer Überförderung kommt.

Zu Nummer 7

Zu Buchstabe a

Bei der Änderung in **§ 8 Abs. 1 KWKG** handelt es sich um eine rein redaktionelle Änderung, bei der die bisherigen Absätze 1 und 2 zu einem einzigen Absatz 1 zusammengeführt werden, der ausschließlich die Förderdauer bei neuen KWK-Anlagen regelt.

Für Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen haben sich mit der spätestens im Rahmen der letzten großen Novellierung des KWKG erfolgten Umstellung der früheren Verwaltungspraxis der blockweisen Betrachtung von KWK-Anlagen in Dampfsammelschienenschaltung hin zu einem weiten Anlagenbegriff die Modernisierungsanforderungen an diese Anlagen deutlich erhöht. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der im Rahmen eines Modernisierungsvorhabens zu erreichenden Investitionstiefen. Während nach der früheren Praxis der blockweisen Betrachtung bei Dampfsammelschienenanlagen die erforderlichen Investitionstiefen von 25 bzw. 50 Prozent bei Modernisierungen als lediglich auf den einzelnen Block bezogen verstanden wurde, müssen diese Anforderungen nunmehr auf die gesamte Dampfsammelschienen-KWK-Anlage bezogen werden. Dies führt dazu, dass bei großen Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen die Schwellen von 25 und 50 Prozent der Investitionskosten in eine Neuanlage sehr hoch sein können. Eine Modernisierungsförderung würde in diesem Fall sehr umfangreiche Maßnahmen erfordern, die möglicherweise nicht nachhaltig sind, weil Anlagenteile unterschiedlich beansprucht werden. Dies kann Teil-Modernisierungen erschweren.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Teilmodernisierungen sind indes grundsätzlich förderungswürdig, sofern es sich um wesentliche die Effizienz verbessernde Modernisierungen und nicht schlichte Wartungsarbeiten handelt. Aus diesem Grund ist es angezeigt, Modernisierungen von Dampfsammelschienen auch dann zu ermöglichen, wenn die Kosten 25 Prozent der Neuinvestition nicht erreichen. Es wird daher in **Absatz 2 Nummer 1** eine zusätzliche Modernisierungsschwelle in Höhe von 10 Prozent geschaffen (**Nummer 1 Buchstabe a**). Diese geringere Modernisierungsschwelle ist allerdings allein Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen vorbehalten, die eine installierte elektrische Leistung von mehr als 50 MW erreichen (**Nummer 1 Buchstabe c**). Die Größenschwelle soll zusätzlich neben den Anforderungen der bisherigen Praxis des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle bei Modernisierungsvorhaben verhindern, dass minimale Effizienzverbesserungen durch die Anrechnung von Wartungskosten zu einer KWK-Förderung führen.

Die Beschränkung der geringen Modernisierungsschwelle von 10 Prozent auf Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen rechtfertigt sich gegenüber Stand-Alone-Anlagen dadurch, dass der Austausch einzelner Komponenten, wie Kessel, Turbine oder Generator bei Dampfsammelschienen-Anlagen aufgrund der Zusammenschaltung mehrerer Blöcke im Regelfall eine geringere Investitionstiefe erreicht als bei einer Stand-Alone-Anlage, wo jede Komponente in der Regel nur einmal vorhanden ist.

Die Zahl der förderfähigen Vollbenutzungsstunden, wie auch die im Fall einer 10 Prozent-Modernisierung geltenden Karenzzeit (**Nummer 1 Buchstabe b**) ergeben sich aus einem mathematischen Dreisatz zu den bisherigen Schwellenwerten.

Die bisherigen Modernisierungstatbestände der 25 Prozent-Modernisierung und der 50 Prozent-Modernisierung wurden zu den neuen Nummern 2 und 3 von Absatz 2. Die 25 Prozent-Modernisierung in Nummer 2 musste dabei um den Modernisierungsinvestitionsgrad ergänzt werden, weil dieses Erfordernis aus der allgemeinen Begriffsbestimmung der modernisierten KWK-Anlage in § 2 Nummer 18 KWKG herausgefallen ist.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine rein redaktionelle Änderung aufgrund der Zusammenführung der bisherigen Absätze 1 und 2.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe d

Der neue **§ 8 Abs. 4 Satz 2 KWKG** bestimmt den Zeitpunkt, ab welchem der Kohleersatzbonus bei einer nur teilweisen Modernisierung einer Dampfsammelschienenanlage gewährt wird. Dies ist in Parallele zu § 8 Abs. 4 Satz 1 KWKG der Zeitpunkt, zu dem der bestehende Dampferzeuger, der Dampf auf Basis von Stein- oder Braunkohle erzeugte vollständig die Dampferzeugung eingestellt hat.

Zu Nummer 8

In **§ 8c Satz 1 Nummer 1 bis 5 KWKG** werden aufgrund der Aufhebung der Begriffsdefinition der installierten KWK-Leistung in § 2 Nummer 9b KWKG redaktionelle Folgeänderungen vorgenommen.

Zu Nummer 9

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61c und 61d EEG 2017.

Zu Nummer 10

In **§ 12 Abs. 5 Nummer 2 KWKG** wird ein Redaktionsversehen beseitigt.

Zu Nummer 11

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Für KWK-Bestandsanlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 300 Megawatt muss der Zuschlagsatz ab dem 1.1.2019 auf 0 Cent/kWh abgesenkt werden. Denn die Evaluierung hat ergeben, dass für diese Anlagen seit dem 1.1.2018 ein Zuschlagsatz von 0,7 Cent/kWh hätte gezahlt werden müssen, um eine Überförderungssituation auszuschließen. Die Überzahlung für das Jahr 2018 wird abgeschöpft, indem der Zuschlagsatz für diese Anlagen ab dem 1.1.2019 auf 0 Cent/kWh abgesenkt wird. Daher wird der Anwendungsbereich der Bestandsanlagenförderung nach § 13 KWKG auf Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 2 Megawatt bis zu einer elektrischen Leistung von einschließlich 300 Megawatt beschränkt. Die untere Schwelle entspricht

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

der bisherigen Erheblichkeitsschwelle. Die obere Schwelle ist das Ergebnis der im Rahmen der Evaluierung angestellten Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.

Der Absenkung des Zuschlagsatzes für KWK-Bestandsanlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 300 Megawatt ab dem 1.1.2019 auf 0 Cent/kWh liegt die Annahme zugrunde, dass Betreibern dieser Anlagen ab dem 1.1.2019 keine Zuschläge mehr gezahlt werden. Wird vorliegendes Gesetz erst nach dem 31.12.2018 verkündet, sind daher – um eine Überförderungssituation auszuschließen – die ab dem 1.1.2019 gezahlten Zuschläge für KWK-Bestandsanlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 300 Megawatt zurückzuzahlen. Dies folgt aus der Neuregelung. Ein Rückwirkungsverbot steht dem nicht entgegen (siehe Begründung zur Änderung des § 13 Absatz 3 Satz 1 KWKG).

Zu Doppelbuchstabe bb

In § 13 Abs. 1 Nummer 1 KWKG wird klargestellt, dass nur KWK-Anlagen, die nahezu ausschließlich der Stromlieferung an Dritte über ein Netz der allgemeinen Versorgung oder ein geschlossenes Verteilernetz und nahezu ausschließlich der Wärmelieferung an Dritte dienen, vom Anwendungsbereich des Fördertatbestandes erfasst sind. Hierdurch wird gewährleistet, dass die Norm auch von ihrem Wortlaut her den gleichen Anwendungsbereich wie die beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission (Beschluss v. 24. Oktober 2016, SA.42393) aufweist und insoweit in der Praxis nicht mehr durch eine beihilferechtskonforme Auslegung beschränkt werden muss. In der Vergangenheit herrschte Unklarheit, ob auch solche KWK-Bestandsanlagen, die (auch) einer vor Ort-Versorgung mit Strom und Wärme dienen, einen Anspruch auf Förderung nach § 13 KWKG haben. Derartige KWK-Bestandsanlagen zeichnen sich – anders als KWK-Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung – in der Regel dadurch aus, dass die Anlagen – wenigstens teilweise – auch der Eigenversorgung mit Strom und Wärme oder aber der Lieferung von Strom an Dritte innerhalb einer Kundenanlage dienen. Vor allem, wenn die Anlagen auch der Eigenversorgung dienen, unterscheidet sich ihre wirtschaftliche Situation in der Regel deutlich von derjenigen von Anlagen, die ausschließlich der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung dienen. Dies gilt insbesondere für die (teilweise) Eigenversorgung mit Strom aufgrund der dort bestehenden Umlageprivilegien (vgl. insoweit schon BT-Drucks. 18/6419, S. 35 f., 46). Modellrechnungen zeigen, dass bereits geringe Eigenversorgungsanteile im einstelligen Prozentbereich aufgrund des kalkulatorischen Werts der Vermeidung von Umlagen, Abgaben und Entgelten schnell zu einer anderen Bewertung der Rentabilität einer Anlage führen können (unzutreffend insoweit: BT-Drucks. 18/10668, S. 134, wo noch eine nur überwiegende Lieferung an Dritte als ausreichend erachtet wurde).

Zu Doppelbuchstabe cc

Absatz 1 Satz 2 stellt klar, dass Kraftwerkseigenverbrauch unschädlich ist. Denn dieser wird nicht in beihilferechtlich relevanter Weise privilegiert. Der Entfall der EEG-Umlage in § 61a Nummer 1 EEG 2017 dient vielmehr dazu, die ansonsten drohende Doppelbelastung der erzeugten Energie mit der EEG-Umlage zu vermeiden, vgl. Kommission, Beschluss v. 19. Dezember 2017, SA.46526, Tz. 94.

Eigenversorgungsmengen in ganz geringem Umfang führen in der Regel zu keiner abweichenden Betrachtung der Rentabilität einer Anlage. Von einem solchen „geringen Umfang“ ist jedenfalls auszugehen, wenn die Eigenversorgungsmengen unterhalb von einem Prozent der Strom- und Wärmeerzeugung liegen. Sie stehen der Förderung einer KWK-Bestandsanlage nach § 13 KWKG in diesem Fall daher nicht entgegen. Das Gesetz fordert daneben eine Drittbelieferung über ein Netz der allgemeinen Versorgung oder ein geschlossenes Verteilernetz. Hierdurch wird die Drittbelieferung außerhalb des regulierten Netzes ausgeschlossen, die im Einzelfall aufgrund der insoweit nicht anfallenden netzentgeltbasierten Umlagen zu einer anderen Wirtschaftlichkeit einer Anlage führen kann. Durch beide Voraussetzungen wird gewährleistet, dass nur solche KWK-Bestandsanlagen einen Anspruch auf Bestandsanlagenförderung haben, die mit den der Europäischen Kommission im Rahmen des Notifizierungsverfahrens übermittelten Modellanlagen wirtschaftlich vergleichbar sind. Diese Anlagen zeichneten sich durch eine vollständige Einspeisung in ein Netz der öffentlichen Versorgung aus und wiesen eine geringe Auslastung (rund 2 000 Vollbenutzungsstunden) aus.

Zu Buchstabe b

Der Fördersatz für KWK-Bestandsanlagen wird gemäß den Ergebnissen der Evaluierung zum 1. Januar 2019 nach Anlagengröße gestaffelt. Der Zuschlag beträgt für bestehende KWK-Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 2 Megawatt bis zu einer elektrischen Leistung von einschließlich 50 Megawatt 1,5 Cent, für bestehende KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 50 Megawatt bis einschließlich 100 Megawatt 1,3 Cent, für bestehende KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 100 Megawatt bis

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

einschließlich 200 Megawatt 0,5 Cent und für bestehende KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 200 Megawatt bis einschließlich 300 Megawatt 0,3 Cent. Die elektrische KWK-Leistung und die elektrische Leistung der Anlage sind in Anwendung des seit dem KWKG 2016 geltenden weiten Anlagenbegriffs zu bestimmen.

Die Anpassung beruht auf den Vorgaben der beihilferechtlichen Genehmigung vom 24. Oktober 2016 (C(2016) 6714 final, Rn. 64, 210). Die Absenkung erfolgt, nachdem die Evaluierung der Fördersätze nach § 34 Absatz 1 KWKG, zu der die Bundesregierung beihilferechtlich verpflichtet ist, ergeben hat, dass insbesondere aufgrund der deutlich niedrigeren Gaspreise bei großen KWK-Bestandsanlagen die KWKG-Förderung eine Überförderungssituation verursacht. Entsprechend hatte die Bundesregierung den Deutschen Bundestag noch im August 2017 über das Ergebnis der Evaluierung informiert. Der Vorschlag einer gesetzlichen Anpassung war zum damaligen Zeitpunkt aufgrund der anstehenden Bundestagswahl nicht mehr umsetzbar. Wäre er umsetzbar gewesen, hätte die Anpassung der Fördersätze frühestens zum 1. Januar 2018 erfolgen können. Der neue Fördersatz wurde daher so berechnet, dass er für die betrachteten Anlagen trotz Geltung erst ab dem 1. Januar 2019 eine Überförderung ab dem 1. Januar 2018 ausschließt. Ein Rückwirkungsverbot steht der Absenkung des Fördersatzes für die betreffenden Anlagen zum 1. Januar 2019 nicht entgegen, da die Anlagenbetreiber aufgrund der Maßgaben der beihilferechtlichen Genehmigung vom 24. Oktober 2016 und des § 34 Abs. 1 KWKG (siehe oben) mit einer solchen Änderung rechnen mussten.

Wurde bereits ein Zulassungsbescheid erteilt, ist der Fördersatz durch einen Änderungsbescheid auf Grundlage des geänderten § 13 Absatz 1 und 3 KWKG in Verbindung mit den allgemeinen verwaltungsverfahrensrechtlichen Grundsätzen mit Wirkung zum 1. Januar 2019 anzupassen.

Der Staffelung des Zuschlagsatzes für KWK-Bestandsanlagen ab dem 1.1.2019 liegt die Annahme zugrunde, dass Betreibern dieser Anlagen ab dem 1.1.2019 der abgesenkte Zuschlagsatz gezahlt wird. Wird vorliegendes Gesetz erst nach dem 31.12.2018 verkündet, sind daher – um eine Überförderungssituation auszuschließen – die ab dem 1.1.2019 geleisteten Überzahlungen zurückzuzahlen, soweit nicht eine Verrechnung mit späteren Zuschlagzahlungen möglich ist. Dies folgt aus der Neuregelung (vgl. auch die Begründung zur Änderung des § 13 Abs. 1 KWKG). Ein Rückwirkungsverbot steht dem nicht entgegen (siehe oben).

§ 13 Abs. 3 Satz 2 KWKG bildet das Kumulierungsverbot für Neuanlagen (§ 7 Abs. 6 KWKG) ohne die Ausnahme für Kleinanlagen auch für Bestandsanlagen ab.

Rechtsfolge des Kumulierungsverbots ist es, dass staatliche Beihilfen, die zusätzlich zur Förderung nach dem KWKG gewährt werden, rechtswidrig sind. Für die Gewährung der Förderung nach dem KWKG ist es daher Voraussetzung, dass der Antragsteller bestätigt, bislang keine weiteren staatlichen Beihilfen für dieselben förderfähigen Kosten seiner Anlage erhalten zu haben. Nimmt er trotzdem andere Beihilfen in Anspruch, ist die Förderung nach dem KWKG rechtswidrig und muss zurückgezahlt werden.

Zu Nummer 12

Durch den neuen **§ 26c KWKG** wird gewährleistet, dass der neue § 62a EEG 2017 auch für die KWKG-Umlage gilt. Die Erwägungen der dortigen Begründungen in diesem Gesetzentwurf gelten insoweit entsprechend auch für die KWKG-Umlage.

Zu Nummer 13

§ 27a Abs. 3 KWKG stellt sicher, dass die Bundesregierung die Transparenzpflichten erfüllen kann, die ihr nach den Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (ABl. C 200 vom 28.6.2014, S. 1, Rn. 104 ff.) obliegen. Zu diesem Zweck werden Unternehmen, deren auf das Kalenderjahr bezogene Privilegierung nach § 27a Abs. 1 KWKG 500.000 Euro oder mehr beträgt, entsprechend § 74a Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 verpflichtet, der Bundesnetzagentur die in § 74a Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 genannten Daten mitzuteilen. Die Pflicht nach § 27a Abs. 3 KWKG ist jährlich zu erfüllen. Die Frist dieser Mitteilungspflicht (31. August eines jeden Jahres) folgt der Frist für die Mitteilung nach § 27a Abs. 2 KWKG. Deutschland ist europarechtlich verpflichtet, die sich aus den Beihilfe-Leitlinien ergebenden Transparenzpflichten einzuhalten.

Zu Nummer 14

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61c und 61d EEG 2017.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Nummer 15

Die Änderung in § 30 Abs. 1 KWKG erweitert den Kreis der Personen, die Prüfungen nach § 30 vornehmen dürfen, um genossenschaftliche Prüfverbände und stellt damit einen Gleichlauf mit dem nach den §§ 64 und 75 EEG 2017 insoweit berechtigten Personenkreis her.

Zu Nummer 16

In **§ 33 KWKG** werden rein redaktionelle Korrekturen von Fehlverweisen vorgenommen.

Zu Nummer 17

In **§ 33a KWKG** werden rein redaktionelle (Folge-)Änderungen vorgenommen.

Zu Nummer 18

In **§ 33b KWKG** werden rein redaktionelle (Folge-)Änderungen vorgenommen. Dies gilt auch für die Streichung in § 33b Abs. 1 Nummer 2 Buchstabe d KWKG mit der lediglich eine Doppelung zu § 33b Abs. 1 Nummer 2 Buchstabe b KWKG beseitigt wird.

Zu Nummer 19

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Doppelbuchstabe bb

Mit **§ 35 Abs. 14 Satz 4 und 5 KWKG** wird die Übergangsregelung des § 35 Abs. 14 Satz 1 KWKG auch für solche Anlagenmodernisierungsprojekte für anwendbar erklärt, die eine Investitionstiefe von weniger als 50 Prozent aufweisen und schon aus diesem Grunde nicht an den Ausschreibungen teilnehmen können. Mangels Möglichkeit der Teilnahme einer Ausschreibung bedarf es in diesen Fällen keiner schriftlichen Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur. Da § 35 Abs. 14 Satz 1 KWKG entsprechend anzuwenden ist, müssen die übrigen Voraussetzungen des § 35 Abs. 14 Satz 1 KWKG jedoch erfüllt sein. Die Anlagen müssen folglich bis zum 31. Dezember 2018 den Dauerbetrieb wieder aufnehmen und es muss bis zum 31. Dezember 2016 entweder eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz vorgelegen haben oder eine verbindliche Bestellung der wesentlichen die Effizienz bestimmenden Anlagenteile erfolgt sein.

Zu Buchstabe c

Mit dem neuen **§ 35 Abs. 16 Satz 1 KWKG** wird eine Übergangsregelung für Betreiber von modernisierten Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen geschaffen. Danach wird die bisherige Praxis der thermodynamisch sinnvoll abgrenzbaren Einheit (blockweise Betrachtung) bei Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen für solche Betreiber von Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen fortgeführt, die im Vertrauen auf den Fortbestand der noch unter dem KWKG 2012 geübten Praxis ihre Anlage modernisiert haben und bereits zugelassen wurden oder bereits einen Vorbescheid beantragt haben oder deren Modernisierungsvorhaben bereits weit fortgeschritten ist. Die Übergangsregelung ist allein auf Ansprüche nach den §§ 6 bis 8 und § 13 KWKG anzuwenden und gilt nur auf Antrag des Anlagenbetreibers (**Satz 2**). Die Übergangsregelung ist nach **Satz 3** zeitlich befristet bis zu einem Erlöschen der Zulassung. Sie gilt nach **Satz 4** darüber hinaus auch für eine Änderungszulassung. **Satz 5** stellt klar, dass für die Bestimmung der Karenzzeit einer zukünftigen Modernisierungsmaßnahme der weite Anlagenbegriff bei der Frage zugrunde zu legen ist, welche Investitionstiefe das nach Satz 1 noch unter der alten Praxis zugelassene Modernisierungsvorhaben hat. **Satz 6** bestimmt rein deklaratorisch das die Karenzzeit mindestens 2 Jahre beträgt. **Satz 7** bestimmt schließlich, dass Satz 1 ebenfalls nicht für die Bestimmung des Fördersatzes bestehender KWK-Anlagen anzuwenden ist, für den mit diesem Gesetz eine Differenzierung nach elektrischer Leistung der KWK-Bestandsanlage vorgenommen wird. Die Nichtanwendbarkeit gilt ausschließlich für die Bestimmung des Fördersatzes, die Auszahlung der Förderung erfolgt demgegenüber entsprechend der seinerzeitigen Zulassung. Wurde insoweit seinerzeit nur ein Block einer Dampfsammelschienen-KWK-Anlage für die Bestandsanlagenförderung zugelassen, erhält weiterhin nur der in diesem Block erzeugte KWK-Strom eine Bestandsanlagenförderung.

Der neue **§ 35 Abs. 17 KWKG** betrifft die Absenkung der Bestandsanlagenförderung. Da die nach Anlagengröße differenzierte Absenkung der Bestandsanlagenförderung sich nicht mehr in dem seinerzeit von der Europäischen

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Kommission genehmigten Regime (ein Fördersatz für alle Anlagengrößen) bewegt, bedarf die Neuregelung einer Änderungsgenehmigung. Bis zu deren Erteilung gilt das beihilferechtliche Durchführungsverbot.

Zu Artikel 3

Zu Nummer 1

In **§ 3 EnWG** werden mit den **Nummern 21a und 24c** zwei neue Begriffsbestimmungen eingeführt. In Deutschland werden zwei verschiedene Gasqualitäten verbraucht. Das niederkalorische L-Gas und das hochkalorische H-Gas. Rund 30 Prozent der deutschen Gaskunden beziehen das niederkalorische L-Gas. Insgesamt sind mehr als vier Millionen inländische Haushalte und Industriebetriebe an die L-Gasversorgungsnetze angeschlossen. Da die L-Gas-Produktion rückläufig ist, ergibt sich die generelle Notwendigkeit einer Marktraumumstellung. Diese erfordert dauerhafte Umstellungen der Gasqualität von L-Gas auf H-Gas, um der sinkenden Verfügbarkeit von L-Gas zu begegnen.

Vor diesem Hintergrund werden zwei neue Definitionen in § 3 EnWG eingefügt. Ein H-Gasversorgungsnetz wird definiert als ein Gasversorgungnetz zur Versorgung von Kunden mit H-Gas (Nummer 21a). Ein L-Gasversorgungsnetz ist dementsprechend ein Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit L-Gas (Nummer 24c).

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

§ 11 Abs. 1 EnWG wird geändert. Aufgrund der Anfügung des § 17 Abs. 1 Satz 2 und des § 18 Abs. 1 Satz 2 Nummer 2 EnWG durch dieses Gesetzes soll der Betreiber eines L-Gasversorgungsnetzes künftig nur noch eingeschränkt zum Anschluss von Letztverbrauchern an sein L-Gasversorgungsnetz verpflichtet sein. Dementsprechend kann sich ein Ausbaubedarf im L-Gasversorgungsnetz in der Regel nur noch daraus ergeben, dass Netzanschlüsse auch ohne eine entsprechende gesetzliche Verpflichtung des Netzbetreibers erstellt werden. Mit Blick auf die knapper werdenden L-Gas-Ressourcen hätte dies nachteilige Auswirkungen für die Versorgungssicherheit der Bestandskunden, die die Ausbaumaßnahmen zugleich noch über Netzentgelte mitfinanzieren müssten.

Um die damit verbundenen Fehlanreize zu beseitigen, stellt der neue **§ 11 Abs. 1 Satz 4 EnWG** im Interesse der Bestandskunden im L-Gasversorgungsnetz klar, dass Ausbaumaßnahmen zur Integration von Netzanschlüssen, die ohne gesetzliche Verpflichtung eingeräumt wurden, nicht bedarfsgerecht im Sinne von Satz 1 sind. Regulatorisch kann daher für solche Ausbaumaßnahmen auch keine Kostenanerkennung erfolgen.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung in **§ 11 Absatz 2 Satz 5 EnWG** ist als Folgeänderung der Änderungen der Regelungen zum Einspeisemanagement erforderlich.

Zu Nummer 3

Die Änderung in **§ 13 EnWG** soll ermöglichen, dass EE/KWK-Anlagen und konventionelle Kraftwerke zukünftig in einem einheitlichen Regime zur Behebung von Netzengpässen durch die Netzbetreiber herangezogen werden. Dabei sollen die Eingriffe der Netzbetreiber vor allem auf Basis von Prognosen so geplant und durchgeführt werden, dass die Netzengpässe mit möglichst geringen Gesamtkosten behoben werden, d. h., dass die insgesamt wirksamsten und kostengünstigsten Anlagen herangezogen werden. Zu diesem Zwecke sollen die Netzbetreiber die Maßnahmen in Zukunft sowohl gegenüber konventioneller Erzeugung als auch gegenüber EE/KWK-Stromerzeugung möglichst geplant auf Basis von Prognosen durchführen. Soweit erforderlich, können aber auch kurzfristige – ungeplante – Maßnahmen im selben Rechtsrahmen nach § 13 Absatz 1 und § 13a Absatz 1 EnWG erfolgen.

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

In **§ 13 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EnWG** wird durch die Einfügung klargestellt, dass die Regelung von Anlagen nach § 13a Absatz 1 wie bisher auch eine marktbezogene Maßnahme ist.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Doppelbuchstabe bb

Der neu eingefügte **§ 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG** ist Kern der Neuregelung und konkretisiert den Grundsatz des effizienten Netzbetriebs. Danach wählen die Übertragungsnetzbetreiber von mehreren möglichen Maßnahmen, die geeignet sind, die Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen, diejenigen aus, die insgesamt die geringsten Kosten verursachen. Dabei ist eine Gesamtoptimierung vorzunehmen, d.h. es sind beim strombedingten Redispatch alle Maßnahmen auf beiden Seiten des Engpasses in die Betrachtung einzubeziehen und es ist die insgesamt kostengünstigste Maßnahmenkombination zu wählen. Grundsätzlich sind die tatsächlichen voraussichtlichen Kosten für die Auswahlentscheidung anzusetzen, wobei – beispielsweise für EE-Anlagen geltende – Ausnahmen gesetzlich in den Absätzen 1a bis 1c verankert werden. Die Regelung gilt nach § 14 Absatz 1 auch für Maßnahmen der Verteilernetzbetreiber.

Der grundsätzliche Vorrang von EE-/KWK-Strom (ebenso wie der Vorrang von EE- gegenüber KWK-Strom) ist europarechtlich angelegt und unterstützt die Erreichung der Klimaschutz- und Ausbauziele. Durch die Vorschriften zur Bestimmung von kalkulatorischen Kosten in Absatz 1a und 1b wird dieser Anforderung Rechnung getragen. Die Vereinheitlichung des Netzengpass-Regimes für EE-/KWK-Anlagen soll rechtliche und praktische Risiken senken. Mit den Änderungen werden die Regelungen des Einspeisemanagements in das Energiewirtschaftsgesetzes überführt. Maßnahmen zur Abregelung von EE-/KWK-Strom fallen künftig mit unter die sogenannten marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Absatz 1, allerdings mit besonderen in den Absätzen 1a bis c bestimmten Maßgaben zur Kostenbestimmung.

Satz 2 relativiert zugleich ausschließlich für strom- und spannungsbedingte Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs die in Satz 1 vorgegebene Nachrangigkeit der zusätzlichen Reserven; eine weitere Konkretisierung findet in Absatz 1c statt. Dies ist erforderlich, weil es andernfalls zu Situationen kommt, in denen EE-Anlagen nur deshalb abgeregelt werden, um den Einsatz der Netzreserve nach § 13d zu vermeiden.

Die Regelung stellt zugleich klar, dass die Wirkleistungserzeugung grundsätzlich vollständig geregelt werden kann, auch wenn sie ganz oder teilweise nicht in ein Elektrizitätsversorgungsnetz, sondern beispielsweise in eine Kundenanlage eingespeist wird. Physikalisch ist diese Wirkleistungsreduzierung gleich wirksam für die Engpassentlastung. Die dadurch mögliche optimale Nutzung vorhandener Potentiale zur Beseitigung von Netzengpässen trägt zu einer Reduzierung des Redispatchvolumens insgesamt und der Redispatchkosten bei. Denn ohne die Nutzung dieser Potentiale müssten diese durch andere, typischerweise weniger wirksame und ineffizientere Maßnahmen zur Engpassbeseitigung ergriffen werden. Soweit die Maßnahme einen zusätzlichen Strombezug aus dem Elektrizitätsversorgungsnetz verursacht, wird dieser nach § 13a Absatz 1a und 2 EnWG bilanziell und finanziell ausgeglichen.

Zu Buchstabe b

Mit den **neu in § 13 EnWG eingefügten Absätzen 1a bis 1c** (sowie den Änderungen in § 13a) wird das bisher in § 14 EEG geregelte Einspeisemanagement in das EnWG überführt und in die Redispatchregelungen integriert.

Der neu eingefügte Absatz 1a konkretisiert den Einspeisevorrang von Strom aus Erneuerbaren Energien. Eine EE-Abregelung ist nur dann zulässig, wenn ein Vielfaches an konventioneller Erzeugung abgeregelt werden müsste, um die zusätzlich abgeregelte EE-Menge einsparen zu können. Dadurch kann in bestimmten Situationen und Stunden des Jahres das Gesamtvolumen der notwendigen Maßnahmen stark reduziert werden. Dies ist aus Gründen der Systemsicherheit sehr vorteilhaft, da der Bedarf an korrespondierenden Erzeugungssteigerungen für den energetischen Ausgleich verringert und die Umsetzung der Maßnahme durch die Netzbetreiber vereinfacht wird. Dies gilt gerade in den Stunden, in denen die Übertragungsnetzbetreiber in einem erheblichen Umfang Maßnahmen ergreifen müssen. Die moderate Relativierung des Einspeisevorrangs hilft, den Umfang in einem für die Übertragungsnetzbetreiber noch handhabbaren Maß zu halten und so Risiken für die Elektrizitätsversorgung zu verringern. Dem gegenüber stehen zwar eine leichte Erhöhung der CO2-Emissionen und eine leicht verringerte EE-Erzeugung, die aber durch die Vorgaben in engen Grenzen gehalten und in Abwägung mit den Vorteilen für die Systemsicherheit als vertretbar angesehen werden.

Der Einspeisevorrang wird dadurch gewährleistet, dass für die EE-Anlagen im Rahmen der Auswahlentscheidung nach § 13 Absatz 1 Satz 2 nicht die tatsächlichen, sondern ausschließlich kalkulatorische Kosten anzusetzen sind. Die tatsächlichen Zahlungen an EE-Anlagenbetreiber sind ohnehin nicht geeignet, die Kosten der EE-Abregelung zu beziffern, da ihnen ersparte Förderzahlungen nach dem EEG gegenüber stehen. Die kalkulatorischen Kosten werden anhand eines für alle Abregelungen von EE-Anlagen einheitlichen kalkulatorischen Preises (in Euro je MWh) so bestimmt, dass dadurch die Reduzierung der Einspeisung dieser Anlagen erfolgt, wenn in der Regel – also pauschalierend – mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache an Reduzierung der Erzeugung

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

nicht vorrangberechtigter Anlagen ersetzt werden kann. Der Faktor wird als Mindestfaktor festgelegt und kann im Wege einer Festlegungskompetenz gemäß § 13j EnWG durch die Bundesnetzagentur auf einen Faktor zwischen fünf und fünfzehn festgelegt werden. In die Auswahlentscheidung nach Absatz 1 Satz 2 fließt dieser Faktor aber nicht direkt mengenmäßig ein, sondern die kalkulatorischen Kosten, die das Produkt aus dem kalkulatorischen Preis und der Menge an abzuregelnder Wirkleistungserzeugung der EE-Anlagen sind. Der kalkulatorische Preis ist von den Übertragungsnetzbetreibern einheitlich, also nicht anlagen- oder engpassbezogen, festzulegen und kann in geeigneten Zeitabständen angepasst werden. Einzelheiten zur Berechnung und der Häufigkeit der Berechnung können ebenfalls in einer Festlegung nach § 29 Absatz 1 der Bundesnetzagentur gemäß § 13j Absatz 5 geregelt werden.

Die kalkulatorischen Kosten haben keine Auswirkungen auf die Zahlungen, die nach § 13a Absatz 2 EnWG an den Anlagenbetreiber zu leisten sind. Sie dienen ausschließlich der Gewährleistung des Einspeisevorrangs. Dadurch wird es möglich, die Einspeisemanagement-Maßnahmen gegenüber EE-Anlagen in die marktbezogenen Maßnahmen zu integrieren. Durch den Faktor von mindestens fünf ist sichergestellt, dass der Einspeisevorrang der bevorrechtigten Erzeugung in der Regel unbeeinträchtigt bleibt. Dieser Faktor ist für die praktische Umsetzbarkeit im Rahmen des Redispatch in einen einheitlichen kalkulatorischen Preis umzurechnen, der wiederum für die Ermittlung der jeweiligen kalkulatorischen Kosten in Ansatz zu bringen ist. Die kalkulatorischen Kosten, die allein für den Auswahlmechanismus als fiktive Größe anzusetzen sind, dürfen nicht mit tatsächlichen Kosten verwechselt werden.

Durch den hinreichend hohen Faktor wird zugleich die Vereinbarkeit mit dem in Artikel 16 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und zukünftig der Strommarktverordnung vorgegebenen Vorrang zugunsten der erneuerbaren Energien sichergestellt: Der Vorrang der erneuerbaren Energien bleibt im Grundsatz bestehen, wird jedoch auf der Grundlage transparenter, nichtdiskriminierender Kriterien in besonderen Situationen mit hoher Entlastungswirkung für die Systemsicherheit angemessen relativiert.

Vorgaben für die Einreihung der Abregelung von KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen gemäß § 3 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 KWKG werden mit Absatz 1b eingefügt. Der Einspeisevorrang dieses KWK-Stroms wird ebenfalls relativiert.

Nach § 13 Absatz 1b Nummer 1 EnWG ist die Abregelung der KWK-Stromerzeugung aus hocheffizienten KWK-Anlagen, bei denen eine elektrische Ersatzwärmeversorgung sichergestellt ist, für die Auswahlentscheidung nach § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG mit den tatsächlichen Kosten anzusetzen. Dies betrifft zum einen KWK-Strom, für den Zuschlagszahlungen nach § 8a oder eine finanzielle Förderung nach § 8b KWKG in Anspruch genommen wird (mit von vornherein relativiertem Einspeisevorrang nach § 3 Absatz 2 Satz 2 KWKG) und zum anderen KWK-Strom, für den eine vertragliche Vereinbarung zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung und gleichzeitigen Lieferung von elektrischer Energie für eine elektrische Ersatzwärmeversorgung nach § 13 Absatz 6a EnWG besteht (ohne Einspeisevorrang nach § 3 Absatz 3 KWKG).

Im Rahmen der Auswahlentscheidung, welche Maßnahme im Rahmen der Optimierung vorrangig zu ergreifen ist, sind die Kosten für die Reduzierung des KWK-Stroms eigenständig und getrennt von den Kosten für die Reduzierung des nicht bevorrechtigten (konventionellen) Kondensationsstroms der KWK-Anlage anzusetzen. Die Abregelung der KWK-Strom-Leistungsscheiben ist durch die Kosten für den finanziellen Ausgleich wegen der Beeinträchtigung der gekoppelten Nutzwärmeerzeugung (§ 13a Absatz 2 Satz 2 Nummer 5 EnWG), die für die Abschätzung der tatsächlichen Kosten mit zu berücksichtigen sind, zwangsläufig teurer als die Abregelung des ungekoppelten, nicht vorrangberechtigten Kondensationsstromanteils der KWK-Anlage. In der Reihenfolge der möglichen Maßnahmen rückt die Abregelung des KWK-Stromanteils einer KWK-Anlage daher automatisch deutlich weiter nach hinten. Die tatsächlichen Mehrkosten spiegeln dabei den Beitrag der KWK-Stromerzeugung zum Umwelt- und Klimaschutz und stellen den relativierten Einspeisevorrang nach § 3 Absatz 2 Satz 2 und 3 KWKG sicher.

Für KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen, die kein Fall der Nummer 1 sind und dennoch in der Lage sind, den wärmegeführten Teil flexibel zu ersetzen, gelten die Vorgaben zur Abregelung von Strom aus EE-Anlagen in entsprechender Anwendung. Gesetzlich festgelegt wird jedoch abweichend von Absatz 1 ein Mindestfaktor in Höhe des Fünffachen und höchstens des Fünfzehnfachen, um die relative Nachrangigkeit des KWK-Stroms gegenüber EE-Strom abzubilden. Es soll sichergestellt sein, dass nicht regelmäßig EE-Strom vor KWK-Strom abgeregelt wird. Der Mindestfaktor kann ebenso wie im Falle des Absatz 1a im Wege einer Festlegung durch die Bundesnetzagentur geändert werden.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Nach den Ergebnissen einer Studie besteht die Möglichkeit, dass es bei der Beseitigung von Netzengpasssituationen zu einer übermäßigen Abregelung von EE-Anlagen kommt, um die strikte Nachrangigkeit des Einsatzes der Netzreserve zu gewährleisten. Um diesen Effekt zu verhindern, muss die Netzreserve in der Gesamtoptimierung mitberücksichtigt werden, ohne dass die Nachrangigkeit grundsätzlich aufgegeben wird. Sofern eine Anlage der Netzreserve besonders günstig zur Beseitigung des Netzengpasses steht, sollte auf diese zurückgegriffen werden können, wenn damit eine zusätzliche Abregelung von EE-Anlagen vermieden werden kann.

Die Regelung des Absatz 1c formuliert deshalb zunächst die Randbedingungen des Einsatzes der Netzreserve. Die grundsätzliche Nachrangigkeit des Einsatzes der Netzreserve gegenüber Marktkraftwerken wird dabei – analog zum Vorgehen bei EE/KWK – durch eine verpflichtende Bedingung gewährleistet und zugleich relativiert. Für den Einsatz der Netzreservekraftwerke gelten deshalb ebenfalls kalkulatorische Kosten, die anhand eines für alle Netzreservekraftwerke einheitlichen kalkulatorischen Preises berechnet werden. Wenn die tatsächlichen Kosten die kalkulatorischen Kosten übersteigen, sind die tatsächlichen Kosten anzusetzen. Der kalkulatorische Preis ist so zu bestimmen, dass die Balance zwischen den Vorgaben zur vorrangigen Einspeisung des EE- und KWK-Stroms und der Nachrangigkeit der Netzreserve gewahrt wird. Dabei ist – analog zum Vorgehen bei dem EE/KWK-Einspeisevorrang – ein pauschalierender Ansatz zu wählen. Satz 4 gibt vor, dass der kalkulatorische Preis mindestens dem tatsächlichen Preis entspricht, der für die Erhöhung der Erzeugungsleistung von Anlagen mit nicht vorrangberechtigter Einspeisung, die nicht zur Netzreserve zählen (konventionelle Marktkraftwerke), regelmäßig aufgewendet wird. Dadurch ist sichergestellt, dass die grundsätzliche Nachrangigkeit des Einsatzes der Netzreserve auch bei weiter steigendem Ausbau der Erneuerbaren Erzeugung gewahrt wird. Vergleichsmaßstab ist nicht das teuerste, jemals eingesetzte Kraftwerk, sondern es wird auf die Kraftwerke abgestellt, die regelmäßig zur Engpassbeseitigung eingesetzt werden müssen. Dadurch wird verhindert, dass etwaige Sondereffekte oder Extremsituationen dazu führen, dass dem Einspeisevorrang von EE- und KWK-Strom durch die Nachrangigkeit der Netzreserve unangemessen beeinträchtigt wird. Die Festlegungskompetenz nach § 13j EnWG bietet darüber hinaus die Möglichkeit, die Balance zwischen dem Einspeisevorrang des EE/KWK-Stroms und dem nachrangigen Einsatz der Netzreserve zu wahren.

Zu Buchstabe c

Die Änderungen in **§ 13 Absatz 2 EnWG** stellen ebenso wie in Absatz 1 klar, dass die Wirkleistungserzeugung grundsätzlich vollständig geregelt werden kann, auch wenn sie ganz oder teilweise nicht in ein Elektrizitätsversorgungsnetz, sondern beispielsweise in eine Kundenanlage eingespeist wird. § 13 Absatz 2 fungiert – wie bisher – als Auffangoption, wenn die Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 nicht ausreichen. Allerdings verbleibt durch die Änderungen in § 13a Absatz 1 für Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 ein kleinerer Anwendungsbereich, da sich die Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezug durch die meisten Erzeugungsanlagen oder Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie nach § 13 Absatz 1 i. V. m. § 13a richtet, unabhängig davon, ob es sich um geplante oder kurzfristige Maßnahmen handelt. § 13 Absatz 2 betrifft daher in erster Linie kleine Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie sowie Verbrauchsanlagen.

Zu Buchstabe d

Bislang war die Verknüpfung zwischen Netzengpassmaßnahmen nach § 13 EnWG und solchen nach § 14 EEG in § 13 Absatz 3 EnWG geregelt. Dies wird durch die Überführung des Einspeisemanagements in das EnWG hinfällig. Die Regelungen zur Einhaltung des Einspeisevorrangs und zum Einspeisemanagement finden sich nun in § 13 Absätze 1 bis 1c und § 13a EnWG. In **§ 13 Absatz 3 EnWG** verbleibt damit die Regelung zum netztechnisch erforderlichen Minimum in inhaltlich unveränderter Form sowie die bislang in Satz 1 geregelte Pflicht zur Berücksichtigung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems.

Zu Buchstabe e

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe f

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Abregelung von KWK-Strom, für den aufgrund einer Vereinbarung nach **§ 13 Absatz 6a EnWG** eine elektrische Ersatzwärmeversorgung sichergestellt ist, wird nach § 13 Absatz 1b Nummer 1 EnWG in die Redispatch-Auswahl integriert. Bei den Anpassungen in Absatz 6a handelt es sich deshalb um redaktionelle Folgeänderungen.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung. Mit dieser Änderung wird ferner klargestellt, dass nach § 13 Absatz 6a EnWG kontrahierte Anlagen im Rahmen der strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung durch Übertragungsnetzbetreiber als marktbezogene Maßnahmen in das Redispatchregime einzubeziehen sind.

Zu Doppelbuchstabe cc

Die Änderung in **§ 13 Absatz 6a Satz 5 EnWG** ist als Folgeänderung der Änderungen zum Einspeisemanagement erforderlich.

Zu Nummer 4

Mit der Änderung des § 13a EnWG werden die bisher im EEG geregelten Vorschriften zum Einspeisemanagement für EE-Anlagen in die marktbezogenen Maßnahmen integriert.

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in **§ 13a Absatz 1 EnWG** ersetzen die Verpflichtung zum Einspeisemanagement aus § 14 EEG 2017. Die Verpflichtung ist – wie bisher – beschränkt auf Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Erzeugungsleistung ausgestattet sind. Dies betrifft nach der weiterhin maßgeblichen Regelung des § 9 EEG 2017 nur EE- und KWK-Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 kW sowie kleinere Solaranlagen ab 30 kW. Aus Gründen der Gleichbehandlung und um eine Verletzung des Einspeisevorrangs zu vermeiden, wird die Verpflichtung nach Absatz 1 einheitlich auf alle Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 kW erweitert. Aufgrund des bilanziellen und finanziellen Ausgleichs nach § 13a Absatz 2 stellt diese Erweiterung für die betroffenen Anlagen keine wirtschaftliche Belastung dar.

Wie bisher nutzen die Übertragungsnetzbetreiber die Verpflichtung nach Absatz 1 zur Beseitigung von strom- und spannungsbedingten Engpässen. Der Einsatz zur Beseitigung von Bilanzungleichgewichten ist dagegen ausgeschlossen.

Die Verpflichtung nach Absatz 1 gilt unabhängig davon, ob die Aufforderung oder Regelung durch den Netzbetreiber aufgrund einer plandatenbasierten Prognose oder aufgrund von akut festgestellten Netzzuständen erfolgt. Unterschiedliche Anlässe bzw. Prozesse des Netzbetreibers würden es nicht rechtfertigen, den betroffenen Anlagen den angemessenen Ausgleich nach Absatz 1a und 2 vorzuenthalten.

Die Verpflichtung nach Absatz 1 gilt ferner unabhängig davon, ob der Übertragungsnetzbetreiber die Anforderungen des § 13 Absatz 1 bis 1c im Einzelnen einhält. Der betroffene Anlagenbetreiber kann nicht verlangen, dass die Einhaltung dieser Regelungen, die in erster Linie nicht seinem Schutz, sondern öffentlichen Interessen dienen, ihm gegenüber im Einzelfall dargelegt und bewiesen wird. Dies ist aufgrund des bilanziellen und finanziellen Ausgleichs der Maßnahme auch nicht erforderlich.

Der neue Absatz 1a Satz 1 und 2 regelt den bilanziellen Ausgleich. Er kodifiziert die bisher bei marktbezogenen Maßnahmen gegenüber konventionellen Anlagen übliche Praxis und erweitert diese Praxis um Maßnahmen gegenüber bisher vom Einspeisemanagement erfasstem EE- und KWK-Strom. Der betroffene Bilanzkreisverantwortliche hat nach Satz 1 einen Anspruch auf einen unentgeltlichen bilanziellen Ausgleich. Damit korrespondierend hat der Netzbetreiber nach Satz 2 einen Anspruch auf Abnahme des bilanziellen Ausgleichs.

Der bilanzielle Ausgleich bewirkt, dass die betroffenen Bilanzkreise so gestellt werden, wie sie stünden, wenn es die Maßnahme nicht gegeben hätte. Beim strombedingten Redispatch wird dies dadurch erreicht, dass die Maßnahmen energetisch neutral durchgeführt werden. Die Energie, die in den hochfahrenden Kraftwerken wegen der Maßnahme mehr erzeugt wird, wird bilanziell über Bilanzkreise der Netzbetreiber in die Bilanzkreise gebucht, in denen durch die Reduzierung der Einspeisung Energie fehlt. Soweit es sich um direktvermarktete EE-Anlagen handelt, sollte die Energie nicht in den „sortenreinen“ Bilanzkreis gemäß § 20 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 EEG 2017 gebucht werden, sondern beispielsweise in einen gesonderten Unterbilanzkreis. Beim spannungsbedingten Redispatch ist – wie bisher – ein bilanzieller Ausgleich über die Strommärkte möglich. Das Gleiche kann gelten, soweit Verteilernetzbetreiber nach § 14 Absatz 1 EnWG in Verbindung mit den §§ 13, 13a EnWG vorgehen und es kein korrespondierendes hochfahrendes Kraftwerk gibt. Näheres zu einem Ausgleich mit Hilfe von Handelsgeschäften regelt die Stromnetzzugangsverordnung. Hinsichtlich der Vereinbarkeit des Ausgleichs über die Strommärkte mit der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, insbesondere bei drohenden Engpässen, gelten die allgemeinen Verantwortlichkeiten nach §§ 11 ff.; der verantwortliche Netzbetreiber kann und muss die notwendigen Maßnahmen ergreifen, um die Gefährdung zu unterbinden. Insbesondere kann

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

und muss er nach § 13a Absatz 1 (i. V. m. § 14 Absatz 1 und 1c) unterbinden, dass eine Erzeugungsanlage ihre Erzeugung engpassverstärkend erhöht. Insoweit ergeben sich keine Unterschiede zu Intraday-Handelsaktivitäten von anderen Marktteilnehmern.

Absatz 1a Satz 3 stellt die rechtzeitige Information des Bilanzkreisverantwortlichen sicher. Die unverzügliche, d.h. so früh wie möglich zu übermittelnde Vorab-Information über die geplanten Anpassungen ist erforderlich, um zu verhindern, dass der Bilanzkreisverantwortliche seinerseits energetisch-bilanzielle Ausgleichsmaßnahmen ergreift. Der Netzbetreiber ist darüber hinaus nach Absatz 1a Satz 4 dazu verpflichtet, sowohl dem Bilanzkreisverantwortlichen als auch dem Betreiber der Anlage nach Absatz 1 anschließend Informationen über die tatsächlich erfolgte Anpassung für die Abwicklung des bilanziellen und finanziellen Ausgleichs zur Verfügung stellen. Damit werden die Informationspflichten nach dem bisherigen § 14 Absatz 2 und 3 EEG 2017 in das erweiterte Redispatch-System eingepasst.

Nach § 13a Absatz 1 Satz 1 können Netzbetreiber den Wirkleistungsbezug einer Anlage anpassen. Denkbar ist dies v.a. für den elektrischen Wirkleistungsbezug der KWK-Anlagen nach § 13 Absatz 6a zur Aufrechterhaltung der Wärmeerzeugung und für Speicher ab 100 kW. Nach dem neuen § 13 Absatz 1a Satz 1 und 2 ist der anfordernde Netzbetreiber im Grundsatz zum bilanziellen Ausgleich des auf seine Anforderung geänderten Wirkleistungsbezugs verpflichtet. Hinsichtlich der Systembilanz stellt dies kein Problem dar, wenn der Übertragungsnetzbetreiber eine Absenkung des Wirkleistungsbezugs fordert, denn dies entspricht energetisch einem hochfahrenden Kraftwerk. Die nicht verbrauchten Einheiten können bilanziell im System verbucht werden. Die Systembilanz ändert sich aber, wenn der Netzbetreiber einen erhöhten Wirkleistungsbezug anordnet. Dann müssen diese Energiemengen im Gesamtsystem neu erzeugt werden. Für einen Bilanzausgleich müsste der Netzbetreiber sich diese Energiemengen erst am Strommarkt beschaffen und anschließend an die angewiesene Anlage liefern. Dies ist aus Gründen des Entflechtungsrechts problematisch. Weist der Netzbetreiber demnach eine Erhöhung des Wirkleistungsbezugs an, muss die jeweils angewiesene Anlage die entsprechenden Strommengen am Strommarkt beschaffen. Die Frage der Kostenerstattung regeln dann die Absätze 2 bis 4.

Soweit ausnahmsweise Vorab-Informationen nicht erfolgen, etwa weil der Netzbetreiber auf einen akuten, nicht vorhergesehenen Netzzustand reagieren muss, ist dieser Umstand beim finanziellen Ausgleich nach Absatz 2 angemessen zu berücksichtigen.

Absatz 2 regelt nunmehr den finanziellen Ausgleich gegenüber konventioneller Erzeugung sowie gegenüber EE- und KWK-Strom gleichermaßen. Die Sonderregelung der Einspeisemanagement-Entschädigung nach § 15 EEG 2017 wird daher gleichzeitig aufgehoben.

Der bilanzielle Ausgleich gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen nach Absatz 1a ist für die Ermittlung des finanziellen Ausgleichs zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber anzurechnen. Das gilt auch dann, wenn der Anlagenbetreiber nicht selbst bilanzkreisverantwortlich ist, sondern sich der Hilfe eines Dritten als Bilanzkreisverantwortlichem (z. B. Direktvermarktungsunternehmer) bedient. Auf die Höhe des finanziellen Ausgleichs des Anlagenbetreibers durch den Netzbetreiber hat dies keinen Einfluss. Ein Ausgleich zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Bilanzkreisverantwortlichen kann bei Bedarf vertraglich zwischen den beiden Parteien geregelt werden.

Ist der Strom hingegen nach § 59 des EEG 2017 zu vermarkten, wird der bilanzielle Ausgleich nicht angerechnet; dies stellt Satz 5 klar. Denn der bilanzielle Ausgleich kommt in diesen Fällen wirtschaftlich nicht dem Anlagenbetreiber bzw. dessen Direktvermarkter zugute, sondern wird von dem bilanzkreisverantwortlichen Netzbetreiber, der den einspeisevergüteten Storm nach § 11 Absatz 1 Satz 2 EEG 2017 kaufmännisch abnimmt und im Fall der Abregelung den bilanziellen Ausgleich erhält, im EEG-Wälzungsmechanismus nach § 56 EEG 2017 weitergeben und von den Übertragungsnetzbetreibern nach § 59 EEG 2017 vermarktet.

Die Regelungen zum finanziellen Ausgleich werden in § 13a Absatz 2 EnWG zusammengeführt, ohne dass sich dadurch materielle Änderungen ergeben. Die Summe aus bilanziellem und finanziellem Ausgleich entspricht der „angemessen Vergütung“ nach dem bisherigen Wortlaut des § 13a EnWG. Betreiber von EE- und KWK-Anlagen werden auch hinsichtlich des finanziellen Ausgleichs in den Redispatch-Mechanismus integriert und erhalten im Wesentlichen nach den gleichen Prinzipien einen bilanziellen und finanziellen Ausgleich. Die materiellen Maßstäbe der bisherigen Härtefallregelung für die Entschädigung von Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 15 EEG 2017 bleiben dabei erhalten. Die Beweislast für den Anspruch auf finanziellen Ausgleich liegt unabhängig von der Art der Erzeugung – wie bisher – beim Anlagenbetreiber.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Satz 3 Nummern 1 bis 4 entsprechen den bisherigen Regelungen. Sie sind auf die Abregelung von EE-Anlagen und KWK-Stromerzeugung nicht anwendbar. Satz 3 Nummer 5 und Satz 5 regeln daher die Bestandteile des finanziellen Ausgleichs für die Abregelung von EE-Anlagen und KWK-Strom. Sie entsprechen dem bisherigen Härtefallausgleich nach § 15 EEG 2017. Die zum bisherigen Einspeisemanagement entwickelten Methoden zur Bestimmung der – nunmehr bilanziell auszugleichenden – „Ausfallarbeit“ und der Entschädigungshöhe, wie sie insbesondere durch den Einspeisemanagement-Leitfaden der Bundesnetzagentur etabliert sind, bleiben anwendbar. Nach der Nummer 5 sind die durch die Maßnahme „entgangenen Einnahmen“ und „zusätzlichen Aufwendungen“ anzusetzen. Bei EE-Anlagen in der Direktvermarktung handelt es sich bei den entgangenen Einnahmen in der Regel um die Marktprämie. Entgangene Verkaufserlöse liegen in Folge des bilanziellen Ausgleichs nicht vor. Bei EE-Anlagen mit Einspeisevergütung ist die entgehende Einspeisevergütung anzusetzen.

Die Nummer 5 umfasst auch die Abregelung des wärmegekoppelten KWK-Stroms aus KWK-Anlagen. Soweit durch die Abregelung der Stromerzeugung die gekoppelte Erzeugung von Nutzwärme beeinträchtigt wird, kann der Anlagenbetreiber entweder die zusätzlichen Auslagen für die alternative Wärmeerzeugung (sofern sie im Fall einer elektrischen Wärmeerzeugung nicht bereits durch den bilanziellen Ausgleich vermieden werden) oder aber die entgangenen Einnahmen durch die Veräußerung der Nutzwärme geltend machen. Als Auslagen für die alternative Wärmeerzeugung können nur die direkt durch die Maßnahme verursachten Kosten angesetzt werden. Die Frage einer ausreichenden (Ersatz-)Wärmeversorgung fällt in die Risikosphäre des Anlagenbetreibers und kann einer Abregelung der KWK-Anlage generell nicht entgegengehalten werden.

„Ersparte Aufwendungen" des Anlagenbetreibers sind nach dem unveränderten Satz 4 zu erstatten. Diese Regelung ist auch auf EE- und KWK-Anlagen anwendbar und ersetzt die entsprechende Bestimmung des bisherigen § 15 Absatz 1 Satz 1 EEG 2017.

Zu Buchstabe b

§ 13a Absatz 5 EnWG stellt sicher, dass der Betreiber des Netzes, in das die betroffenen Anlagen eingebunden sind, in den Redispatch eingebunden sind.

Zu Nummer 5

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Durch die Änderung in **§ 13e Abs. 1 Satz 2 EnWG** wird der Beginn der Kapazitätsreserve um ein Jahr verschoben, weil eine Ausschreibung durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr so rechtzeitig durchgeführt werden kann, dass die erstmalige Leistungserbringung zum 1. Oktober 2018 möglich ist. Die Größe ist auf 2 Gigawatt festgelegt, ein schrittweiser Aufbau ist nicht mehr vorgesehen. Die Beschaffung von mehr als 2 Gigawatt Reserveleistung ist nur nach vorheriger beihilferechtlicher Genehmigung möglich.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung stellt klar, dass die Reduktion des Strombezugs durch regelbare Lasten genauso behandelt wird wie die Einspeisung von Strom durch Erzeugungsanlagen. Sowohl die Reduktion des Strombezugs als auch die Einspeisung von Strom haben die gleiche Wirkung auf eine unausgeglichene Systembilanz.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um Folgeanpassungen aufgrund der Verschiebung des Beginns der Kapazitätsreserve.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um Folgeanpassungen aufgrund der Verschiebung des Beginns der Ka-pazitätsreserve.

Zu Buchstabe d

Zu Doppelbuchstabe aa

Mit der Anpassung durch Doppelbuchstabe aa wird klargestellt, dass grundsätzlich alle Kosten, die für die Bereithaltung und den Betrieb der Anlagen der Kapazitätsreserve anfallen, von der Vergütung erfasst sind. Ausnahmen können in der Verordnung zur Kapazitätsreserve auf Basis des § 13h EnWG festgelegt werden.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Anpassung durch Doppelbuchstab bb ist notwendig, um die Kapazitätsreserve beihilferechtlich genehmigungsfähig auszugestalten. Dies erfordert, dass die wesentlichen Kosten von Anlagen der Kapazitätsreserve über die wettbewerblich ermittelte Vergütung abgedeckt und nicht gesondert erstattet werden.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Doppelbuchstabe cc

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Streichung des Satzes 3.

Zu Doppelbuchstabe dd

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Streichung des Satzes 3.

Zu Nummer 6

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Streichung des Satzes 3 in § 13e EnWG.

Zu Nummer 7

An der Verordnungsermächtigung des § 13h EnWG werden die folgenden Änderungen vorgenommen, um die Regelungen zur Kapazitätsreserve an die beihilferechtlichen Vorgaben des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 7. Februar 2018, SA.45852, anzupassen (Beschluss (EU) 2018/860 der Kommission vom 7. Februar 2018, ABl. EU vom 15.6.2018, L 153/143).

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung stellt klar, dass in der Verordnung auf Grundlage von § 13h EnWG Anforderungen für alle teilnehmenden Anlagen getroffen werden können.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Klarstellung und Präzisierung der Regelung. In der Verordnung kann konkretisiert werden, welche Bestandteile die durch Ausschreibung ermittelte Vergütung enthält. Dies kann zum Beispiel die Anzahl der Einsätze betreffen oder die Abgrenzung von fixen und variablen Kosten. Eine solche Konkretisierung kann erforderlich sein um Rechtsstreitigkeiten während der Durchführung der Kapazitätsreserve zu vermeiden.

Zu Doppelbuchstabe cc

In **§ 13h Abs. 1 EnWG** werden die Nummern 11 und 12 zusammengefasst, weil sie den gleichen Regelungsgegenstand betreffen. In der Verordnung soll geregelt werden können, welche Kosten den Betreibern von Anlagen der Kapazitätsreserve gesondert erstattet werden.

Zu Doppelbuchstabe dd

Die Aufhebung der **§ 13h Abs. 1 Nummer 12 EnWG** ist notwendig, weil die Regelungen zur Kostenerstattung in Nummer 11 zusammengefasst werden.

Zu Doppelbuchstabe ee

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Aufhebung von § 13h Abs. 1 Nummer 12 EnWG.

Zu Doppelbuchstabe ff

Mit der Ergänzung wird klargestellt, dass in der Verordnung auch Regelungen getroffen werden können für Anlagen, die sowohl für die Kapazitätsreserve als auch die Netzreserve geeignet sind.

Zu Doppelbuchstabe gg

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Aufhebung von § 13h Abs. 1 Nummer 12 EnWG.

Zu Doppelbuchstabe hh

Durch die Änderung wird ein redaktioneller Fehler im Gesetz beseitigt.

Zu Doppelbuchstabe ii

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Aufhebung von § 13h Abs. 1 Nummer 12 EnWG.

Zu Buchstabe b

Die Anpassung in **§ 13h Abs. 2 EnWG** ist eine Folgeänderung: Durch die Streichung der Nummer 12 in § 13h Abs. 1 EnWG werden die bisherigen Nummern 13 bis 24 die neuen Nummern 12 bis 23. Die bisherige Nummer 21 ist nunmehr in Nummer 20 geregelt.

Zu Nummer 8

Die bislang in § 95 Nummer 1 EEG 2017 enthaltene Verordnungsermächtigung wird in das EnWG überführt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Nummer 9

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Mit dem neuen **§ 13j Abs. 2 Nummer 1a EnWG** wird die bislang in § 85 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe d EEG 2017 geregelte Festlegungskompetenz in das EnWG überführt.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe b

In **§ 13j Abs. 4 EnWG** wird der Bezug auf den Erbringungszeitraum ab 2018/2019 gestrichen. Eine Anpassung der Ausschreibungsmenge mittels Festlegung der Bundesnetzagentur kann auf Grund einer beihilferechtlichen Entscheidung der EU KOM auch für spätere Erbringungszeiträume notwendig sein.

Zu Buchstabe c

Die Festlegungskompetenz in **§ 13j Abs. 5 EnWG** gibt der Bundesnetzagentur die Möglichkeit, die gesetzlichen Vorgaben in den § 13 Absätzen 1a und 1b EnWG zu konkretisieren. Dabei berücksichtigt sie auf der einen Seite das Gesamtvolumen der notwendigen Maßnahmen. Das bedeutet, sie betrachtet, welcher Faktor sich besonders günstig auf eine Reduzierung des Gesamtvolumens der Redispatch-Maßnahmen auswirkt. EE- und KWK-Anlagen, deren Abregelung besonders günstig auf die Beseitigung eines Engpasses wirkt, sollen auch herangezogen werden können. Als Ergänzung dieser Vorgabe muss die Bundesnetzagentur auch berücksichtigen, dass eine zu starke Einbeziehung von EE-Anlagen ungünstige Wirkungen auf die Erreichung der Klimaschutzziele und den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung haben kann. Auch die europarechtlichen Vorgaben zum Einspeisevorrang sind zu beachten. Aus diesem Grund müssen diese unterschiedlichen Interessen in die Abwägungsentscheidung einbezogen werden. Mittels der Festlegungskompetenz kann ein anderer Mindestfaktor als der in § 13 Absätzen 1a bis 1b genannte, bestimmt werden. Für den für EE-Strom geltenden Mindestfaktor (Nummer 1) wird eine Bandbreite zwischen 5 und 15 genannt, da nach den Ergebnissen der Studie die Effizienzvorteile ansonsten aufgezehrt wären. Nach Nummer 2 kann die Bundesnetzagentur auch den Faktor für KWK-Strom abweichend von § 13 Absatz 1b bestimmen. Hier muss der Faktor ebenfalls zwischen 5 und 15 liegen. Der EE-Faktor soll aber höher sein als der KWK-Faktor, damit nicht regelmäßig EE-Strom vor KWK-Strom abgeregelt wird, denn KWK-Strom hat einen höheren Emissionsfaktor als EE-Strom. Der Vorteil von EE-Strom muss Berücksichtigung in der Höhe der jeweiligen Faktoren finden. Diese sollten folglich nicht identisch sein. Eine EE-/KWK-Abregelung ist insgesamt nur dann zulässig, wenn ein Vielfaches an konventioneller Erzeugung abgeregelt werden müsste, um die zusätzlich abgeregelte EE-Menge einsparen zu können. Dadurch kann in bestimmten Situationen und Stunden des Jahres das Gesamtvolumen der notwendigen Maßnahmen stark reduziert werden. Schließlich kann die Bundesnetzagentur gemäß Nummer 3 auch für die Netzreserve im Wege der Verordnung andere Bestimmungen treffen, wobei für die Entscheidung zum Einsatz der Netzreserve im Gesetz kein Faktor, sondern ein Mindestpreis festgelegt ist. Dementsprechend kann ein anderer Mindestpreis bestimmt werden, falls sich herausstellt, dass der gewählte Faktor die in § 13 Absatz 1c formulierte Balance nicht ausreichend abbildet. Der neue § 13j Absatz Nummer 4 EnWG verschafft der Regulierungsbehörde schließlich auch die Möglichkeit, zu den Einzelheiten der Berechnung der kalkulatorischen Kosten und des kalkulatorischen Preises nach § 13 Absatz 1a bis 1c EnWG eine Festlegung zu erlassen. Die Regulierungsbehörde kann dabei insbesondere Regelungen treffen zur Art und Weise der Berechnung, zur Datengrundlage der Berechnung und Frequenz, in der die Berechnung aktualisiert werden muss. Schließlich kann die Bundesnetzagentur nach Nummer 5 Bestimmungen zum bilanziellen Ausgleich nach § 13 Absatz 1a EnWG treffen.

§ 13j Abs. 5 Satz 2 EnWG legt fest, dass bei den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 13j Abs. 5 Satz 1 Nr. 1 und 2 EnWG das Umweltbundesamt zu beteiligen ist.

Da die Neuregelung des Redispatch erst zum 1. Oktober 2020 in Kraft tritt, die Bundesnetzagentur ihre Festlegungskompetenz aber vorher ausüben muss, tritt diese Bestimmung unmittelbar in Kraft. Der dazugehörige Verwaltungsakt kann aber erst mit Wirkung zum 1. Oktober 2020 erlassen werden.

Zu Nummer 10

Die Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreibern sowie zwischen den Verteilernetzbetreibern untereinander muss in Folge der Integration des Einspeisemanagements in die marktbezogenen Maßnahmen angepasst werden.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Absatz 1c regelt in Satz 1 die Ausführung von Maßnahmen durch den Verteilernetzbetreiber auf Aufforderung eines vorgelagerten Verteilernetzbetreibers oder des vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibers. Der Absatz ermöglicht es – wie bisher – dem Betreiber des vorgelagerten Netzes, abweichend von § 13a Absatz 1 EnWG (ggf. in Verbindung mit § 14 Absatz 1) die Anlagen in nachgelagerten Netzen nicht direkt selbst anzuweisen oder zu regeln, sondern sich stattdessen der Unterstützung des Betreibers des nachgelagerten Netzes zu bedienen (sogenannte Kaskade). Der Verteilernetzbetreiber ergreift dabei – aus eigenem Recht nach § 14 Absatz 1c in Verbindung mit § 13a Absatz 1 EnWG – die notwendigen Maßnahmen gegenüber den an sein Netz angeschlossenen Anlagen sowie ggf. – aus eigenem Recht nach § 14 Absatz 1c Satz 1 – gegenüber den Betreibern nachgelagerter Elektrizitätsverteilernetze. Es ist nicht erforderlich, dass eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes des Verteilernetzbetreibers vorliegt. Der ausführende Verteilernetzbetreiber führt die Unterstützungsmaßnahmen innerhalb des Rahmens durch, der durch die Vorgaben des auffordernden Betreibers gespannt wird. Anders als in der bisherigen Praxis, bei der die Kaskade meist ohne zeitlichen Vorlauf ausgelöst und umgesetzt wird, können und sollten Maßnahmen nach Absatz 1c in die Planprozesse der Netzbetreiber integriert werden. Dies stellt eine wirksame Beseitigung von Gefahren für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems unter Einhaltung der Vorgaben zum Einspeisevorrang sicher und ermöglicht zudem den gezielten energetischen und bilanziellen Ausgleich der Maßnahmen auch bei Nutzung der Kaskade. Der Betreiber des vorgelagerten Netzes hat die Anforderungen der nachgelagerten Netze an einen sicheren Netzbetrieb zu beachten.

Die praktische Umsetzung der Kaskade obliegt – wie bisher – den Netzbetreibern, die sie unter Berücksichtigung des Zusammenarbeitsgebots und unter strikter Umsetzung der Pflicht zum sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb umzusetzen haben. Absatz 1c lässt unterschiedliche Modelle der Zusammenarbeit zu, die sich insbesondere auch hinsichtlich der Verantwortungsbereiche unterscheiden können. So ist es beispielsweise denkbar, dass der vorgelagerte Netzbetreiber detaillierte Vorgaben macht, welche Maßnahmen der nachgelagerte Netzbetreiber zu ergreifen hat. Ebenso ist es aber auch denkbar, dass der vorgelagerte Netzbetreiber nur grobe Vorgaben macht, die Auswahl der Maßnahmen aber dem nachgelagerten Netzbetreiber obliegt.

Der bilanzielle und finanzielle Ausgleich wird ebenfalls über die Kaskade abgewickelt: Die Ansprüche auf bilanziellen und finanziellen Ausgleich der betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen und Anlagenbetreiber nach § 13a (i.V.m. § 14 Absatz 1) richten sich immer gegen den Netzbetreiber, der die Maßnahme gegenüber dem Anlagenbetreiber durchgeführt hat, auch wenn dieser Netzbetreiber seinerseits dazu von einem vorgelagerten Netzbetreiber nach Satz 1 aufgefordert wurde. Der aufgeforderte Netzbetreiber hat nach Satz 2 einen Anspruch auf Ersatz des bilanziellen und finanziellen Ausgleichs gegenüber dem Netzbetreiber, der ihn aufgefordert hat. Dabei ist auch der bilanzielle und finanzielle Ersatz zu berücksichtigen, den er seinerseits nachgelagerten Netzbetreibern schuldet, soweit dieser aufgrund der Aufforderung des vorgelagerten Elektrizitätsversorgungsnetzes erfolgt. Dadurch wird er hinsichtlich der Ansprüche auf bilanziellen und finanziellen Ausgleich, die er dem Anlagenbetreiber bzw. dem Bilanzkreisverantwortlichen sowie ggf. nachgelagerten Netzbetreibern schuldet, weitgehend glattgestellt. Damit korrespondierend hat der vorgelagerte Netzbetreiber nach Satz 3 einen Anspruch auf Abnahme seiner bilanziellen Ersatzleistung gegenüber dem nachgelagerten Netzbetreiber. Die Regelung überführt den bisherigen § 15 Absatz 1 Satz 3 EEG 2017 sinngemäß in das neue System.

Die Höhe des bilanziellen und finanziellen Ausgleichs kann abhängig sein von der konkreten praktischen Umsetzung der Kaskade. Macht der vorgelagerte Netzbetreiber konkrete Vorgaben hinsichtlich der umzusetzenden Maßnahmen durch den nachgelagerten Netzbetreiber, wird sich der bilanzielle und finanzielle Ausgleich der Netzbetreiber untereinander grundsätzlich anhand dieser Vorgaben zu orientieren haben. Führt die Umsetzung beispielsweise im Ergebnis dazu, dass mehr oder weniger Energie abgeregelt wird, als vom vorgelagerten Netzbetreiber vorausberechnet, wird er die daraus folgende bilanzielle Abweichung zu tragen haben. Übernimmt es dagegen der nachgelagerte Netzbetreiber, die Maßnahmen auszuwählen und die Ausfallarbeit zu prognostizieren, wird er sich im Rahmen des bilanziellen und finanziellen Ausgleichs daran festhalten lassen müssen. Weicht die tatsächliche Durchführung von der Prognose des nachgelagerten Netzbetreibers ab, beruht die Differenz nicht auf der Aufforderung des vorgelagerten Netzbetreibers und kann daher nicht in den bilanziellen und finanziellen Ausgleich nach Absatz 1c Satz 2 und 3 einbezogen werden.

Zu Nummer 11

Zu Buchstabe a

Nach **§ 17 Abs. 1 EnWG** sind auch Betreiber von L-Gasversorgungsnetzen verpflichtet, neue Letztverbraucher an ihr L-Gasversorgungsnetz anzuschließen. Den Umstand, dass diese Gasqualität nicht dauerhaft zur Verfügung

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

stehen würde, konnte der Gesetzgeber nicht vorhersehen. Unter den Voraussetzungen von **§ 17 Abs. 2 Satz 1 EnWG** kann der Netzanschluss zwar auch aus Gründen der in § 1 EnWG geschützten Versorgungssicherheit verweigert werden. Dazu hat der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes aber in jedem Einzelfall nachzuweisen, dass ihm der Netzanschluss aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit entbindet der neue **§ 17 Abs. 1 Satz 2 EnWG** die Betreiber eines L-Gasversorgungsnetzes im Grundsatz von der Pflicht zur Gewährung des Anschlusses an ihr L-Gasversorgungsnetz. Dadurch soll klargestellt werden, dass es keinen Anspruch auf Belieferung mit einer bestimmten Gasqualität gibt. Um in besonderen Härtefällen die Verhältnismäßigkeit zu wahren, wird der beantragenden Partei der Nachweis gestattet, dass ihr der Anschluss an das H-Gasversorgungsnetz aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist. Damit wird sprachlich an die aus § 17 Abs. 2 Satz 1 EnWG bekannte Terminologie zum Anschlussverweigerungsrecht angeknüpft.

Ein Fall der (technischen) Unmöglichkeit dürfte nur gegeben sein, wenn überhaupt kein H-Gasversorgungsnetz erreichbar ist. Kann der Anschluss an den nächsten Netzverknüpfungspunkt zwar hergestellt werden, wäre dies aber mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden, dürfte ein Fall der (wirtschaftlichen) Unzumutbarkeit vorliegen. Angesichts der drohenden Gefahren für das Allgemeingut der Versorgungssicherheit, die mit dem Anschluss neuer Industrie- und Haushaltskundenkunden verbunden sind und die im ungünstigsten Fall zu einer ganz oder teilweisen Unterbrechung der L-Gasversorgung führen könnten, gelten insoweit hohe Anforderungen. Allein der Umstand, dass der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz mit deutlich höheren Kosten verbunden wäre, führt für sich genommen noch nicht zur Annahme wirtschaftlicher Unzumutbarkeit. Erforderlich ist vielmehr der Nachweis eines besonderen Härtefalls, der es rechtfertigt, dass die Interessen der Bestandskunden an der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit hinter den Einzelinteressen des Neukunden zurücktreten. Hierbei muss das Interesse von Haushaltskunden an einem Gasnetzanschluss für den privaten Gebrauch bei der Abwägung besonders gewichtet werden.

Der neue **§ 17 Abs. 1 Satz 3 EnWG** stellt klar, dass der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes berechtigt bleibt, den Anschluss unter den Voraussetzungen von Abs. 2 zu verweigern, auch wenn es der beantragenden Partei gelungen ist, Unmöglichkeit bzw. Unzumutbarkeit nachzuweisen. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass weiterhin – insbesondere auch im Falle der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit eines Anschlusses im H-Gas – eine Verweigerung des Netzanschlusses unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG möglich bleibt. Dies kann in Einzelfällen erforderlich sein, z. B. wenn der Anschluss eines großen Neukunden an ein L-Gasversorgungsnetz die Versorgungssicherheit der Bestandskunden gefährden würde.

Der neue **§ 17 Abs. 1 Satz 4 EnWG** enthält eine Übergangsregelung. Wurde der Anschluss bis zum Inkrafttreten des Gesetzes beantragt, ist Satz 2 unanwendbar. Es bleibt dann bei der Verpflichtung zum Netzanschluss nach Satz 1, der unter den Voraussetzungen von Abs. 2 verweigert werden kann.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine klarstellende Folgeänderung.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine klarstellende Folgeänderung.

Zu Nummer 12

Zu Buchstabe a

Durch den neu eingefügten Satz wird auch hinsichtlich der nach **§ 17f Abs. 1 EnWG** erhobenen Umlage eine entsprechende Anwendung des neuen § 62a EEG 2017 erklärt, um insoweit in Weiterleitungsfällen ein einheitliches Vorgehen der Umlagenzahler zu ermöglichen.

Zu Buchstabe b

Durch den neu eingefügten Verweis in **§ 17f Abs. 5 EnWG** auf §§ 26c bis 28 und § 30 KWKG wird auch hinsichtlich der nach § 17f Abs. 5 EnWG ab dem Jahre 2019 erhobenen Umlage eine entsprechende Anwendung des neuen § 62a EEG 2017 erklärt, um insoweit in Weiterleitungsfällen ein einheitliches Vorgehen der Umlagenzahler zu ermöglichen.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Nummer 13

In seinem Anwendungsbereich enthält § 18 Abs. 1 Satz 1 EnWG eine im Verhältnis zu § 17 Abs. 1 EnWG vorrangige Spezialregelung. Für Gemeindegebiete, in denen sie Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung von Letztverbrauchern betreiben, sind auch Betreiber von L-Gasversorgungsnetzen verpflichtet, allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss von Letztverbrauchern in Niederdruck und für die Anschlussnutzung durch Letztverbraucher zu veröffentlichen sowie zu diesen Bedingungen jedermann an ihr Netz anzuschließen und die Nutzung des Anschlusses zur Entnahme von Energie zu gestatten. Nach dem bisherigen § 18 Abs. 1 Satz 2 EnWG bestehen diese Pflichten zwar nicht, wenn der Anschluss oder die Anschlussnutzung für den Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes aus wirtschaftlichen Gründen unzumutbar ist. Den Umstand, dass diese Gasqualität nicht dauerhaft zur Verfügung stehen könnte, hat der Gesetzgeber bei der Schaffung des § 18 EnWG aber nicht vorhergesehen.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit wird daher der Anwendungsbereich von **§ 18 Abs. 1 Satz 2 EnWG** um einen weiteren Fall ergänzt. Während der bisherige Regelungsgehalt in Nummer 1 aufgeht, soll die neue Nummer 2 die Sicherheit der L-Gasversorgung gewährleisten. Danach entfallen die Pflichten aus Satz 1 auch dann, wenn der Anschluss an ein L-Gasversorgungsnetz erst ab dem Inkrafttreten des Gesetzes beantragt wird und der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes nachweist, dass der beantragenden Partei auch der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz technisch möglich ist. In diesem Fall ist der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes nicht mehr zur Durchführung des Netzanschlusses an das L-Gasversorgungsnetz verpflichtet. Anschlussbegehren, die dem Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes bereits zu einem früheren Zeitpunkt zugegangen sind, sind weiterhin unter den Voraussetzungen des Satzes 1 zu erfüllen und können beispielsweise nach Satz 2 Nummer 1 verweigert werden.

Der Anwendungsbereich des § 18 Abs. 1 Satz 1 EnWG erstreckt sich zwar auf alle Letztverbraucher. Aufgrund der Beschränkung auf Netzanschlüsse in Niederdruck gilt die Vorschrift jedoch in erster Linie für Haushaltskunden. Diese bedürfen eines höheren Schutzes als Letztverbraucher, die an andere Druckstufen als Niederdruck angeschlossen sind. Während § 17 Abs. 1 Satz 2 EnWG der beantragenden Partei den Nachweis auferlegt, dass ihr der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist, kehrt der geänderte § 18 Abs. 1 EnWG die Beweislast zu Lasten des Netzbetreibers um. Dieser muss nachweisen, dass der beantragenden Partei auch der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist (Satz 2 Nummer 2 a. E.). Nur wenn ihm dieser Nachweis gelingt, ist der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes von seinen Pflichten aus Satz 1 entbunden. Damit sollen die Belastungen aus der Netzumstellung für diese besonders schutzwürdigen Letztverbraucher gemindert werden. Die Beurteilung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit erfolgt anhand der Umstände des Einzelfalls. Satz 3 normiert hierfür ein Regelbeispiel für den Anwendungsbereich des § 18 Abs. 1 Satz 2 Nummer 2 EnWG. Danach soll ein Fall der wirtschaftlichen Zumutbarkeit in der Regel dann vorliegen, wenn die Kosten für die Herstellung des Anschlusses an ein H-Gasversorgungsnetz die Kosten für den Anschluss an ein L-Gasversorgungsnetz nicht wesentlich übersteigen. Weitere Umstände des Einzelfalls können für die Frage der Zumutbarkeit des Anschlusses an ein H-Gasversorgungsnetz ebenfalls von Bedeutung sein. In Betracht kommen etwa die wirtschaftlichen Verhältnisse der beantragenden Partei oder der mit einem Anschluss an das H-Gasversorgungsnetz im Vergleich zum Anschluss an ein L-Gasversorgungsnetz verbundene Zeitaufwand. Wäre ein H-Gasanschluss erst zeitlich verzögert verfügbar, können für die beantragende Partei z.B. dadurch wirtschaftliche Nachteile entstehen, dass sie ihre Wärme- und Warmwasserversorgung in der Zwischenzeit nur zu Mehrkosten anderweitig sicherstellen kann. Eine Rolle kann schließlich die Frage spielen, ob es bei der Planung des Anschlusses auch möglich wäre, die Gasversorgung auf anderem Wege sicherzustellen und so zusätzliche Kosten zu vermeiden. Wird etwa der Anschluss an ein L-Gasversorgungsnetz für ein ganzes Neubaugebiet begehrt, kann vom Träger des Neubauprojektes eher erwartet werden, dass er den Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz oder auch die Erschließung einer anderen Wärmeversorgung bereits bei der Planung des Neubaugebietes sicherstellt. Sollen umgekehrt lediglich einzelne Haushalte inmitten eines bereits mit L-Gas versorgten Wohngebietes neu an ein L-Gasversorgungnetz angeschlossen werden, kann es unzumutbar erscheinen, diese auf einen Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz zu verweisen.

§ 18 Absatz 1 Satz 4 EnWG enthält eine Übergangsregelung, welche Satz 2 Nummer 2 und Satz 3 mit dem Ziel für unanwendbar erklärt, dass die Pflichten nach Satz 1 wieder aufleben und lediglich dann entfallen, wenn der Fall wirtschaftlicher Unzumutbarkeit gemäß Satz 2 Nr. 1 gegeben ist. Dies setzt einerseits voraus, dass der technische Umstellungstermin gemäß §°19a Absatz°1 Satz°5 EnWG bereits zu veröffentlichen ist, wobei es nicht darauf ankommt, ob der Termin auch tatsächlich veröffentlicht wurde. Andererseits darf sich der Gesamtbedarf an L-Gas in dem betreffenden L-Gasversorgungsnetz durch den Anschluss nur unwesentlich erhöhen. Denn unter

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

den genannten Voraussetzungen wird das L-Gasversorgungsnetz bereits in naher Zukunft zu einem H-Gasversorgungsnetz, so dass die Anschlusspflicht nach Satz 1 dann im gleichen Moment ohnehin wieder aufleben würde.

Zu Nummer 14

Zu Buchstabe a

Seit der letzten Änderung des **§ 19 EnWG** sind die Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (ABl. L 223 vom 18.8.2016, S. 10) und die Verordnung (EU) 2016/1447 der Kommission vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung (ABl. L 241 vom 8.9.2016, S. 1) beschlossen worden. Sie sind wie die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1) bei der Erstellung der allgemeinen technischen Mindestanforderungen und der technischen Mindestanforderungen der Netzbetreiber zu beachten.

Bei der Einfügung in **§ 19 Abs. 1 EnWG** handelt es sich um eine Folgeänderung aufgrund der Neufassung in Absatz 4.

Zu Buchstabe b

Die Ergänzung in **§ 19 Abs. 2 EnWG** beseitigt Rechtsunsicherheiten, die durch die letzte Novelle entstanden sind. Im Gasbereich waren – anders als im Strombereich – keine europäischen Vorgaben umzusetzen. Die Konsultationspflicht im Gasbereich ist durch ein redaktionelles Versehen bei der letzten Novelle entfallen. Sie wird nunmehr wieder aufgenommen.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um redaktionelle Änderung.

Zu Buchstabe d

Da die Verordnungen unmittelbar gelten, wurde zur besseren Übersichtlichkeit der Vorschrift der bisherige § 19 Abs. 4 Satz 1 EnWG aufgehoben, anstatt ihn um die neuen Netzkodizes zu erweitern. Auch der Absatz 4 Satz 3 konnte zur Übersichtlichkeit aufgehoben werden, da die allgemeinen technischen Mindestanforderungen bereits aufgrund der europäischen Netzkodizes zu konsultieren sind. Im Absatz 1 wurde stattdessen klargestellt, dass die allgemeinen technischen Mindestanforderungen bei Erstellung der technischen Mindestanforderungen der Netzbetreiber zu beachten sind.

Auch für die hinzukommenden Netzkodizes werden in § 19 Abs. 4 Satz 2 EnWG die Aufgaben der „beauftragten Stelle“ im Rahmen der technischen Selbstverwaltung dem Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. anstatt der Bundesnetzagentur übertragen. Die Formulierung der Regelung stellt klar, dass mit dem Begriff der „allgemeinen technischen Mindestanforderungen“ die Anforderungen gemeint sind, die von dem Verband konsultiert und dann verabschiedet werden.

Der bisherige § 19 Abs. 4 EnWG wurde aufgehoben, da das Missbrauchsverfahren nach § 31 EnWG sicherstellt, dass der Zweck des Abs. 3 Satz 1 erreicht wird. Außerdem kann die Regulierungsbehörde jederzeit im Rahmen eines Aufsichtsverfahrens gegen Verletzungen der Mindestanforderungen vorgehen. Die Mindestanforderungen sind der Regulierungsbehörde daher zukünftig nur noch mitzuteilen.

Zu Buchstabe e

Die Streichung in Doppelbuchstabe aa dient der redaktionellen Anpassung an die Änderungen in den Absätzen 1, 2 und 4, auf die durch die Einfügung in Doppelbuchstabe bb Bezug genommen wird.

Zu Nummer 15

Durch die Konkretisierung des **§ 54 Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 EnWG** wird sichergestellt, dass die Bundesnetzagentur nach der Überführung des Einspeisemanagements aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und der entsprechenden Streichung der speziellen Aufsichtsbefugnis zum Einspeisemanagement in § 85 Absatz 1 Nummer Buchstabe a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes die entsprechenden Aufsichtsbefugnisse nach § 65 EnWG wahrnimmt.

Die Integration des bisher in § 14 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes geregelten Einspeisemanagements in den Redispatchprozess nach den §§ 13, 13a des Energiewirtschaftsgesetzes verändert die Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreibern sowie zwischen den Verteilernetzbetreibern un-

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

tereinander. Das Verfahren des Einspeisemanagements als Teil des Redispatch, das auch durch Verteilernetzbetreiber ausgeführt werden kann, wird in § 14 Absatz 1c – neu – geregelt. Um zu gewährleisten, dass die netzübergreifenden Auswahl- und Planprozesse im Rahmen des neuen Redispatch einheitlich organisiert und der energetische und bilanzielle Ausgleich netzübergreifend umgesetzt wird, soll die Bundesnetzagentur für die Überwachung der Vorschriften zur Systemverantwortung nach den §§ 13 und 13a einheitlich zuständig sein. Das schließt auch die Fälle ein, in denen die Systemsicherheitsregelungen aufgrund des Verweises nach § 14 Absatz 1 oder 1c auf Verteilernetzbetreiber Anwendung finden. Dementsprechend wurde § 14 Absatz 1 und 1c aus dem Verweis in § 54 Absatz 2 Nummer 5 gestrichen.

Zu Nummer 16

Es handelt sich in **§ 59 Abs. 1 Satz 2 Nummer 6 EnWG** um eine redaktionelle Folgeänderung infolge die Streichung von § 13h Absatz 1 Nummer 12 EnWG.

Zu Nummer 17

Bei der Änderung in **§ 63 Abs. 2a EnWG** handelt sich um eine Folgeanpassung zur Verschiebung des Beginns der Kapazitätsreserve.

Bei der Änderung in **§ 63 Abs. 3a EnWG** handelt es sich um eine Folgeanpassung.

Zu Nummer 18

Durch die Änderung in **§ 95 Abs. 2 Satz 3 EnWG** wird ein redaktioneller Fehler im EnWG beseitigt.

Zu Nummer 19

Der neue § 118 Abs. 25 EnWG schafft eine Übergangsregelung für Stromerzeugungsanlagen, die nach den bisherigen technischen Anschlussbedingungen geplant wurden**.** Die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (ABl. L 223 vom 18.8.2016, S. 10) regelt technische Anschlussbedingungen für Stromerzeuger. Nach der Verordnung müssen Anlagen, die einen Kaufvertrag über die Hauptkomponenten nach dem 17.05.2018 schließen, bis zum 26.04.2019 die bisherigen und danach die neuen technischen Anschlussregeln erfüllen. Dadurch werden erhebliche Nachrüstungen der Anlagen notwendig, die aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht erforderlich sind. Außerdem müssten die Anlagen erneut zertifiziert und neu genehmigt werden.

Die Nachrüstungen werden vermieden, indem mit dem neu eingefügte Absatz 25 alle Anlagen als bestehend angesehen werden, die bis zum Anwendungsbeginn der Verordnung (EU) 2016/631 und der nationalen technischen Anschlussregeln genehmigt worden sind oder, sofern keine Genehmigung erforderlich ist, den Anschluss an das Netz begehrt haben. Es wird auf den Genehmigungszeitpunkt und das Netzanschlussbegehren abgestellt und nicht auf den Netzanschluss, da der Zeitpunkt vom Betreiber der Anlage vorhersehbar sein muss. Die Anlagen müssen zugleich spätestens bis zum 30. Juni 2020 in Betrieb genommen werden, um als Bestandsanlage zu gelten. Damit soll verhindert werden, dass lange nach dem Inkrafttreten der neuen technischen Anschlussregeln noch Anlagen nach den alten Anschlussregeln angeschlossen werden.

Der neu angefügte Absatz 26 beinhaltet Übergangsregelungen zur Integration des Einspeisemanagements in den Redispatch. Satz 1 verhindert eine unechte Rückwirkung des neuen § 13a auf Maßnahmen, die vor dem Inkrafttreten der Neuregelungen durchgeführt werden. Damit ist zugleich sichergestellt, dass die bis zum Inkrafttreten geltende Fassung des § 13 Absatz 5 anwendbar bleibt. Satz 2 stellt klar, dass Anlagen nach § 3 Nummer 1 EEG, die nach dem ab 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, unbeachtlich des § 13a Absatz 2 Satz 3 Nummer 5, wie bisher einen finanziellen Ausgleich in Höhe von 100 Prozent erhalten. Die Regelung gilt auch für KWK-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind. Dabei ist die erste Inbetriebnahme entscheidend, nicht die Aufnahme oder Wiederaufnahme des Dauerbetriebs.

Zu Nummer 20

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Buchstabe b

Mit dem neu eingefügten Absatz 1a wird die bislang in § 95 Nummer 6 EEG 2017 geregelte Verordnungsermächtigung für das Forschungs- und Entwicklungsprogramm „Schaufenster intelligente Energie- Digitale Agenda für die Energiewende“ in das EnWG überführt.

Zu Artikel 4 (Änderung des Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes)

Bei der Änderung von **§ 1 Absatz 1 Satz 3 Nummer 3 UmwRG** handelt es sich um eine Folgeänderung zur Einfügung von § 6 Abs. 9 Satz 2 WindSeeG.

Zu Artikel 5 (Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch.

Zu Artikel 6 (Änderung der Stromnetzentgeltverordnung)

Durch Artikel 6 wird auch hinsichtlich der nach § 19 StromNEV erhobenen Umlage eine entsprechende Anwendung des neuen § 62a EEG 2017 gewährleistet, um insoweit in Weiterleitungsfällen ein einheitliches Vorgehen zu ermöglichen.

Zu Artikel 7 (Änderung der Stromnetzzugangsverordnung)

Zu Nummer 1

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung, mit der der neue § 11a in der Inhaltsübersicht ergänzt wird.

Zu Nummer 2

Der neue § 11a StromNZV regelt die Umsetzung des energetischen und bilanziellen Ausgleichs für Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG. **Absatz 1** verpflichtet die verantwortlichen Netzbetreiber, die Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 (i. V. m. § 14 Absatz 1 oder 1c) EnWG durchführen oder nachgelagerte Netzbetreiber zu solchen Maßnahmen nach § 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes auffordern, einen gesonderten Bilanzkreis nur für diesen Zweck zu führen. Es handelt sich nicht um eine höchstpersönliche Pflicht. Der Netzbetreiber kann also einen Dienstleister – der auch ein anderer Netzbetreiber sein kann – mit der Führung des Bilanzkreises vertraglich beauftragen. Daneben besteht auch die Möglichkeit, den Bilanzkreis als Unterbilanzkreis einem anderen Bilanzkreis zuzuordnen. **Absatz 2** stellt sicher, dass der verantwortliche Netzbetreiber den energetischen und bilanziellen Ausgleich für Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 (i.V.m. § 14 Absatz 1 oder 1c) des Energiewirtschaftsgesetzes ausschließlich über diesen speziellen Bilanzkreis vornimmt und den Bilanzkreis nicht zu anderen Zwecken nutzt. Sowohl der bilanzielle Ausgleich gegenüber einem Bilanzkreisverantwortlichen nach § 13a Absatz 1a als auch bilanzielle Ersatzleistungen gegenüber einem nachgelagerten Netzbetreiber nach § 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes müssen über diesen Bilanzkreis erfolgen. In der Regel erfolgt der energetische Ausgleich dadurch, dass die Maßnahme energetisch neutral durchgeführt wird. Soweit dies nicht sinnvoll ist – z. B. beim spannungsbedingten Redispatch oder unter Umständen bei der Beseitigung von Engpässen im Verteilernetz - sieht **Absatz 3** vor, dass der energetische Ausgleich durch Handelsgeschäfte an einer Strombörse eines nominierten Strommarktbetreibers (sog. NEMO) erfolgt. Damit ist die diskriminierungsfreie und effiziente Umsetzung sichergestellt.

Zu Artikel 8 (Änderung der Niederspannungsanschlussverordnung)

Die Änderungen in **§ 16 Abs. 1 Satz 2 NAV** und **§ 25 Abs. 1 Satz 2 NAV** sind redaktionelle Folgeänderungen, die aufgrund der Änderung des § 18 EnWG erforderlich werden.

Zu Artikel 9 (Änderung der Niederdruckanschlussverordnung)

Die Änderungen in **§ 16 Abs. 1 Satz 2 NDAV** und **§ 25 Abs. 1 Satz 2 NDAV** sind redaktionelle Folgeänderungen, die aufgrund der Änderung des § 18 EnWG erforderlich werden.

Zu Artikel 10 (Änderung der Netzreserveverordnung)

Es handelt sich um eine Folgeänderung, die sich aus der Änderung des § 13 Absatz 1 EnWG sowie durch das Einfügen eines neuen § 13 Absatz 1c EnWG ergibt. Der Verweis auf den Vorrang von Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nummer 1 EnWG ist bereits in § 13 Absatz 1 EnWG selbst enthalten. Eine Konkretisierung der Nachrangigkeit wird im neuen § 13 Absatz 1c EnWG geregelt, so dass § 7 Absatz 2 Satz 2 entfallen kann.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Artikel 11 (Änderung der SINTEG-Verordnung)

Es handelt sich um Folgeänderungen aus der Überführung des Einspeisemanagements ins Energiewirtschaftsgesetz.

Zu Artikel 12 (Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung)

Zu Nummer 1

Zu Buchstabe a

Die Änderung ist eine Folgeänderung aus der Überführung des Einspeisemanagements ins Energiewirtschaftsgesetz. Durch die Anpassung wird sichergestellt, dass der bilanzielle Ausgleich nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes, der bei der Abregelung von EE-Anlagen mit Einspeisevergütung an den bilanzkreisverantwortlichen Anschlussnetzbetreiber zu leisten ist, im weiteren EEG-Wälzungs- und Vermarktungsmechanismus mit abgebildet wird.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung, siehe dazu Buchstabe a.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Die Änderung ist eine Folgeänderung aus der Überführung des Einspeisemanagements ins Energiewirtschaftsgesetz. Durch die Anpassung wird sichergestellt, dass der bilanzielle Ausgleich nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes, der bei der Abregelung von EE-Anlagen mit Einspeisevergütung an den bilanzkreisverantwortlichen Anschlussnetzbetreiber zu leisten ist, im weiteren EEG-Wälzungs- und Vermarktungsmechanismus mit abgebildet wird.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung, siehe dazu Buchstabe a.

Zu Artikel 13 (Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung)

Zu Nummer 1

Die Änderung ist eine Folgeänderung aus der Überführung des Einspeisemanagements ins Energiewirtschaftsgesetz. Durch die Anpassung wird sichergestellt, dass der bilanzielle Ausgleich nach § 13a Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes, der bei der Abregelung von EE-Anlagen mit Einspeisevergütung an den bilanzkreisverantwortlichen Anschlussnetzbetreiber zu leisten ist, im weiteren EEG-Wälzungs- und Vermarktungsmechanismus mit abgebildet wird.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Nach § 92 EEG 2017 bedarf eine Verordnung des Einvernehmens des Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz. Das bildet nunmehr auch der Wortlaut des § 14 Abs. 1 EEV ab.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung. Sie ergibt sich aus der Änderung des § 92 Nummer 1 Buchstabe a EEG 2017.

Zu Buchstabe c

Zu Artikel 14 (Änderung der Verordnung zur grenzüberschreitenden Ausschreibung für Strom aus erneuerbaren Energien)

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen.

Zu Artikel 14 (Änderung der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen)

Aufgrund der Änderungen des § 37b EEG 2017 (Höchstwert für Solaranlagen) ist eine Folgeänderung in der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV) erforderlich. Mit dem geänderten **§ 12 GemAV** wird geregelt, dass bei den gemeinsamen Ausschreibungen für Solaranlagen weiterhin der Höchstwert für die technologiespezifischen Ausschreibungen nach § 37b EEG 2017 maßgeblich ist, der zum Zeitpunkt der Bekanntmachung für einen Gebotstermin der gemeinsamen Ausschreibungen gilt. Ein von § 37b EEG 2017 abweichender Höchstwert kann danach auch in den gemeinsamen Ausschreibungen zur Anwendung kommen, wenn die Bundesnetzagentur von ihrer Festlegungskompetenz nach § 85a EEG 2017 Gebrauch gemacht hat.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Artikel 15 (Änderung der KWK-Ausschreibungsverordnung)

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen insbesondere aufgrund der Aufhebung der Begriffsdefinition der installierten KWK-Leistung im KWKG und der Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch.

Zu Artikel 16 (Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes)

Zu Nummer 1

Die **Inhaltsübersicht des WindSeeG** wird an die geänderte Überschrift des Teils 4 angepasst.

Zu Nummer 2

Mit der Änderung in **§ 1 Abs. 2 S. 1 und S. 3 WindSeeG** wird klargestellt, dass sich das Ausbauziel für Windenergie auf See nur auf Windenergieanlagen auf See bezieht, die an das Netz angeschlossen werden. Diese Klarstellung ist erforderlich, weil mit weiteren Änderungen des WindSeeG und des SeeAnlG (s. unten) die Planung und Errichtung von insbesondere Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden und die daher auch nicht an einer Ausschreibung teilnehmen dürfen, ermöglicht wird. Der Bau solcher Windenergieanlagen, die nicht an das Netz angeschlossen werden und keinen Strom in das (seeseitige oder landseitige) Netz einspeisen, erfolgt außerhalb der EEG-Zielsystematik, die Stromerzeugung und Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zu erhöhen, und wird daher nicht auf die Zielerreichung angerechnet, sondern stellt einen zusätzlichen Ausbau dar.

Netz ist nach § 3 Nummer 35 EEG 2017 die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung. Soweit das WindSeeG nichts Abweichendes regelt, gelten die Begriffsbestimmungen des EEG 2017 auch für das WindSeeG. Wenn also das WindSeeG nun zwischen Anlagen (seien es Windenergieanlagen oder sonstige Energiegewinnungsanlagen) mit und ohne Netzanschluss unterscheidet, ist immer maßgeblich, ob die betreffende Anlage an irgendeinem Punkt auf See oder an Land so mit dem Netz verbunden ist, dass sie Strom in dieses einspeisen kann. Das ist unmittelbar der Fall, wenn die Anlage über eine Offshore-Anbindungsleitung angeschlossen ist. Es würde auch zutreffen, wenn eine Anlage über eine anderweitige Stromleitung auf See erzeugten Strom abführen und in das landseitige Netz einspeisen würde; dann wäre sie gewissermaßen mittelbar an das Netz angeschlossen. Anders wäre es nur, wenn über eine anderweitige Leitung Strom an Land abgeführt, dort aber sofort vollständig verbraucht würde, ohne je ins Netz eingespeist werden zu können (d.h. der Letztverbraucher des Stroms ist ebenfalls nicht an das Netz angeschlossen, so dass auch mittelbar der auf See erzeugte Strom nie ins Netz gelangen kann).

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

Mit der Ergänzung in der Definition von „Gebiete“ und „Flächen“ in **§ 3 Nummer 3 und 4 WindSeeG** wird klargestellt, dass diese künftig ausdrücklich solchen Windenergieanlagen auf See vorbehalten sind, die an das Netz angeschlossen werden. Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden, dürfen nur in sonstigen Energiegewinnungsbereichen, die neu in das WindSeeG aufgenommen werden und danach im Flächenentwicklungsplan festgelegt werden können (siehe unten), errichtet werden.

Das bedeutet nicht, dass in den heutigen Clustern nach dem Bundesfachplan Offshore (die als Planung für Windenergieanlagen mit Netzanschluss Sperrwirkung für anderweitige Nutzungen entfalten) künftig keine sonstigen Energiegewinnungsbereiche festgelegt werden können. Im Prozess der Aufstellung des Flächenentwicklungsplanes wird überprüft werden, ob und in welcher Form die Cluster in den Flächenentwicklungsplan überführt werden. Das kann dann in Form von Gebieten und Flächen, also weiterhin ausschließlich für Windenergieanlagen mit Netzanschluss, aber auch in Form von sonstigen Energiegewinnungsbereichen geschehen; diese fachplanerische Möglichkeit kannte der Bundesfachplan Offshore noch nicht.

Zu Buchstabe b

Die neu in **§ 3 WindSeeG** eingefügte **Nummer 7** enthält die Definition des Begriffs „sonstige Energiegewinnungsanlagen“. Sonstige Energiegewinnungsanlagen umfassen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, wie Wasserkraft (nicht aber aus Wind, dabei handelt es sich um Windenergieanlagen auf See nach § 3 Nummer 9 (neu) WindSeeG), gehen aber darüber hinaus und erfassen auch die Erzeugung anderer Energieträger wie Gas oder anderer Energieformen wie thermische Energie. Wasserkraft umfasst entsprechend der Definition im EEG 2017 die Wellen-, Strömungs- und Gezeitenenergie. Dagegen meinen sonstige Energiegewinnungsanlagen nicht solche Anlagen, die dem Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Bodenschätzen dienen,

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

auch wenn diese Bodenschätze später Einsatzstoffe für die Energiegewinnung sein können, z. B. Erdöl oder Erdgas. Hierfür sind weiterhin allein bergrechtliche Bestimmungen maßgeblich. Der Begriff ist bewusst allgemein gehalten, weil derzeit nicht absehbar ist, welche innovativen Konzepte künftig noch entwickelt werden, die diesen Rahmen dann konkret ausfüllen können, und eine Einengung vorab durch die gewählten Begrifflichkeiten vermieden werden soll.

Die neu in **§ 3 WindSeeG** eingefügte **Nummer 8** enthält die Definition des Begriffs „sonstige Energiegewinnungsbereiche“. Dabei handelt es sich um Bereiche außerhalb von Gebieten, auf denen Windenergieanlagen auf See oder sonstige Energiegewinnungsanlagen in räumlichem Zusammenhang errichtet werden können.

Entscheidend ist, dass sonstige Energiegewinnungsbereiche nur vorgesehen sind für Energiegewinnungsanlagen, die nicht an das Netz angeschlossen werden, und für Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden und die daher auch nicht an einer Ausschreibung teilnehmen dürfen (denn ausgeschrieben werden Flächen und diese sind Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, vorbehalten). Seit der Einführung des WindSeeG hat sich gezeigt, dass es Interesse gibt, Windparks auf See zu errichten, die keines Anschlusses an das Netz bedürfen. Vielmehr soll der in diesen Parks erzeugte Strom unmittelbar ohne Nutzung des Netzes auf See verbraucht werden, beispielsweise zum Betrieb einer Elektrolyseanlage zur Wasserstofferzeugung. Auch dabei würde es sich dann um eine Energiegewinnungsanlage handeln, weil eben nicht nur die Erzeugung von Strom, sondern auch die Umwandlung von Strom in Gas vom allgemeineren Begriff „Energiegewinnung“ erfasst wird (siehe oben).

Sonstige Energiegewinnungsbereiche bieten den Raum, um die praktische Umsetzbarkeit solcher innovativen Konzepte zur Energiegewinnung ohne Netzanschluss zu erproben; eine finanzielle Förderung für solche Konzepte ist nicht vorgesehen. Dagegen sind Flächen im Sinn von § 3 Nummer 4 WindSeeG Windparks auf See vorbehalten, die an das Netz angeschlossen werden. Mit der Änderung in § 3 Nummer 4 WindSeeG wird die Definition von Flächen entsprechend konkretisiert (siehe oben).

Für die Frage, ob es sich um eine Windenergieanlage oder der sonstigen Energiegewinnungsanlage mit Netzanschluss handelt, ist maßgeblich, ob die betreffende Anlage an irgendeinem Punkt auf See oder an Land so mit dem Netz verbunden ist, dass sie Strom in dieses einspeisen kann (s. oben zu § 1 Abs. 2 WindSeeG).

Das Zulassungsverfahren für Windenergieanlagen auf See ohne Netzanschluss und sonstige Energiegewinnungsanlagen ohne Netzanschluss richtet sich nach § 2 SeeAnlG, nicht nach Teil 4 des WindSeeG. Das Zulassungsverfahren nach WindSeeG ist nur anwendbar auf Windenergieanlagen auf See mit Netzanschluss und sonstige Einrichtungen im Sinn des § 44 WindSeeG.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung wegen der Einfügung zweier neuer Nummern 7 und 8 in **§ 3 WindSeeG**.

Zu Nummer 4

Mit dem neuen **§ 4 Abs. 3 WindSeeG** werden die sonstigen Energiegewinnungsbereiche auch in die Bestimmung zum Zweck des Flächenentwicklungsplans aufgenommen. War der Flächenentwicklungsplan bisher dadurch geprägt, dass er fachplanerische Festlegungen für und im Zusammenhang mit an das Netz angeschlossenen Windenergieanlagen traf, tritt nun ein fachplanerische Komponente für Energiegewinnungskonzepte ohne Netzanschluss hinzu. Ziel ist, die praktischen Erprobung und Umsetzung solcher innovativen Konzepte ohne Netzanschluss zu ermöglichen. Ebenso wie bei der Fachplanung für Windenergieanlagen mit Netzanschluss sind dabei die Grundsätze der räumlichen Ordnung und der Flächensparsamkeit zu beachten.

Zu Nummer 5

§ 5 WindSeeG wird bezüglich der Festlegung sonstiger Energiegewinnungsbereiche geändert.

Zu Buchstabe a

Seit der Einführung des WindSeeG hat sich gezeigt, dass es Interesse gibt, Windparks auf See zu errichten, die keines Anschlusses an das Netz bedürfen. Vielmehr soll der in diesen Parks erzeugte Strom unmittelbar ohne Nutzung des Netzes auf See verbraucht werden, beispielsweise zum Betrieb einer Elektrolyseanlage zur Wasserstofferzeugung. Sonstige Energiegewinnungsbereiche bieten den Raum, um die praktische Umsetzbarkeit solcher Konzepte zu erproben. Der Flächenentwicklungsplan kann nach **§ 5 Abs. 2a WindSeeG** diese Bereiche künftig festlegen und damit positiv definieren, wo innovative Konzepte erprobt werden können. Das BSH wird dabei

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

ergebnisoffen prüfen, wo solche Projekte ermöglicht werden können. Bei der Festlegung wird – neben anderweitigen Nutzungen, wie z. B. Schifffahrtsrouten oder militärischen Sperrgebieten – auch berücksichtigt, wo Flächen für an das Netz angeschlossene Windparks festgelegt sind oder werden sollen (z. B. weil sie besonders geeignet sind für den Netzanschluss, etwa aufgrund der Küstennähe oder des geplanten Trassenverlaufs), und wo sich im Einklang damit noch Raum für die Erprobung innovativer Konzepte bietet. Eine finanzielle Förderung erhalten solche Konzepte nicht.

Die Festlegung der Lage eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs steht im Ermessen des BSH, ebenso, ob überhaupt eine Festlegung erfolgt. Wenn das BSH sonstige Energiegewinnungsbereiche festlegt (einen oder mehrere), müssen sie insgesamt in einer Größenordnung von mindestens 40 bis höchstens 70 Quadratkilometer liegen. Die Größenordnung ist zunächst ausreichend, um in relevantem Umfang neue Konzepte zu erproben, stellt aber zugleich sicher, dass genügend Raum für die an das Netz angeschlossene Windenergie auf See bleibt. Sollte sich aus der weiteren Entwicklung und dem Interesse an ausgewiesenen sonstigen Energiegewinnungsbereichen Bedarf für mehr ergeben, kann später eine zusätzliche Ausweisungsmöglichkeit für den Flächenentwicklungsplan in angemessener Größenordnung im Gesetz vorgesehen werden. Dabei wäre wiederum zu beachten, dass dies im Einklang mit dem langfristig angestrebten Ausbau mit Netzanschluss steht. Zudem wäre dann der Zugang zu den ausgewiesenen Energiegewinnungsbereichen ggf. anders zu regeln, s unten zu § 3 SeeAnlG.

Anders als in § 5 Abs. 1 und 2 WindSeeG ist im neuen Absatz 2a kein Zeitraum enthalten, für den die Festlegung getroffen wird. Die Festlegung eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs entfaltet damit volle Wirkung, sobald der Flächenentwicklungsplan, in dem sie enthalten ist, in Kraft tritt. Sollte also z. B. der erste Flächenentwicklungsplan, der zum 30. Juni 2019 vorgelegt werden soll, einen sonstigen Energiegewinnungsbereich enthalten, ist dieser mit Inkrafttreten des Planes wirksam ausgewiesen und die sich darauf beziehenden Bestimmungen, etwa die zulassungsrechtlichen Voraussetzungen in § 2 Abs. 4 oder § 5 Abs. 3 SeeAnlG, greifen. Damit ist klargestellt, dass das neue Zulassungsregime für Windenergieanlagen auf See ohne Netzanschluss und sonstige Energiegewinnungsanlagen ohne Netzanschluss bei sämtlichen Entscheidungen über die Zulassung, die nach Inkrafttreten dieses Gesetzes getroffen werden, zugrunde zu legen ist. Unerheblich ist, ob der entsprechende Antrag vor oder nach dem Inkrafttreten vollständig beim BSH vorlag bzw. vorliegt. Denn eine Übergangsbestimmung, die das alte Recht für auf zuvor gestellte Anträge anwendbar erklärt, ist weder im WindSeeG noch im SeeAnlG vorgesehen. Voraussetzung für eine Zulassung ist mithin, dass sich der Antrag auf einen im Flächenentwicklungsplan ausgewiesenen sonstigen Energiegewinnungsbereich bezieht. Der erste Flächenentwicklungsplan kann erstmals sonstige Energiegewinnungsbereiche enthalten und liegt am 30. Juni 2019 vor. Bis dahin können Anträge die o.g. Voraussetzung nicht erfüllen, eine Zulassung erfolgt nicht.

Das Verfahren der Festlegung eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs richtet sich nach § 6 WindSeeG, der für den Flächenentwicklungsplan als Ganzes gilt und damit auch für die neue Festlegungsmöglichkeit der sonstigen Energiegewinnungsbereiche.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Mit der Ergänzung des neuen Absatz 2a in **§ 5 Abs. 3 Satz 1 WindSeeG** wird berücksichtigt, dass der Flächenentwicklungsplan auch sonstige Energiegewinnungsbereiche festlegen kann. Ihre Festlegung ist aber unzulässig, wenn überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen. Für die sonstigen Energiegewinnungsbereiche gilt dasselbe Prüfprogramm wie für die anderen in § 5 Abs. 3 Satz 1 WindSeeG genannten Festlegungen des Flächenentwicklungsplans.

Zu Doppelbuchstabe bb

Mit den Änderungen in **§ 5 Abs. 3 Satz 2 WindSeeG** wird die Möglichkeit der Festlegung sonstiger Energiegewinnungsbereiche auch bei der beispielhaften Nennung entgegenstehender Belange aufgenommen.

Zu Dreifachbuchstabe aaa

In **§ 5 Abs. 3 Satz 2 Nummer 1 WindSeeG** wird der Verweis an das 2017 in Kraft getretene novellierte Raumordnungsgesetz (ROG) angepasst.

Zu Dreifachbuchstabe aaa

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung zur Anfügung der neuen Nummer 6.

Zu Dreifachbuchstabe bbb

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung zur Anfügung der neuen Nummer 6.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Dreifachbuchstabe ccc

Auch mit **§ 5 Abs. 3 Satz 2 Nummer 6 WindSeeG** wird der neue § 5 Abs. 2a WindSeeG berücksichtigt. In der neuen Nummer 6 wird klargestellt, dass einer der öffentlichen Belange, die einer Festlegung eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs entgegenstehen, ein ausgewiesenes Schutzgebiet nach dem Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) ist. Die Festlegung sonstiger Energiegewinnungsbereiche ist in nach § 57 BNatSchG ausgewiesenen Schutzgebieten unzulässig.

Zu Doppelbuchstabe cc

In **§ 5 Abs. 3 Satz 3 WindSeeG** wird der Verweis an das 2017 in Kraft getretene novellierte ROG angepasst.

Zu Nummer 6

Der neue Satz 2 des **§ 6 Abs. 9 WindSeeG** greift eine Bestimmung zum Bundesfachplan Offshore nach § 17a EnWG auf. Sie stellt sicher, dass die Festlegungen des Flächenentwicklungsplanes für alle Zulassungsverfahren nach Teil 4 des WindSeeG, nach SeeAnlG und SeeAnlV in der ausschließlichen Wirtschaftszone verbindlich sind. Während die Bestimmung zum Bundesfachplan Offshore noch in erster Linie im Blick hatte, dass Festlegungen z. B. von Kabeltrassen für die spätere Zulassung von Offshore-Anbindungsleitungen auf genau diesen Trassen positiv wirkt, ist hier auch der umgekehrte Fall bedeutsam. Legt der Flächenentwicklungsplan etwa Flächen für die Errichtung Windenergieanlagen auf See mit Netzanschluss fest, ist dies in einem späteren Zulassungsverfahren für andere Anlagen als Windenergieanlagen mit Netzanschluss dahingehend verbindlich, dass sie dort gerade nicht zugelassen werden können.

Zu Nummer 7

Die Überschrift von Teil 4 des WindSeeG wird so angepasst, dass sie die inhaltliche Änderung in § 44 Abs. 1 WindSeeG aufgreift. Danach gilt das Zulassungsregime des Teils 4 künftig nur noch für solche Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden.

Zu Nummer 8

Die Änderung in **§ 44 Abs. 1 WindSeeG** nimmt Windenergieanlagen ohne Netzanschluss vom Anwendungsbereich der zulassungsrechtlichen Bestimmungen im WindSeeG aus. Sie werden künftig dem Zulassungsregime des SeeAnlG unterstellt, als Anlagen, die anderen wirtschaftlichen Zwecken dienen (s. Änderungen des SeeAnlG). Ohne die ausdrückliche Ausnahme aus dem Geltungsbereich dieses Teils des WindSeeG wären auch für Windenergieanlagen auf See, die ohne Netzanschluss betrieben werden sollen, die Bestimmungen des Zulassungsregimes des WindSeeG anwendbar: Sie unterfallen der Definition von Windenergieanlagen auf See nach § 3 Nummer 9 (neu) WindSeeG, die nicht danach differenziert, ob eine Anlage mit oder ohne Anschluss an das Netz betrieben wird. Das ist zum Beispiel auch bei solchen Windenergieanlagen der Fall, bei denen der erzeugte Strom ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung an eine Anlage weitergeleitet wird, die den Strom in Wasserstoff umwandelt.

Ausschreibungen nach Teil 3 Abschnitt 2 beziehen sich auf voruntersuchte Flächen. Flächen sind aber ausschließlich solchen Windenergieanlagen auf See vorbehalten, die an das Netz angeschlossen werden. Nur solche Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, erhalten also mit dem Zuschlag einen Anspruch auf Förderung nach dem EEG 2017. Dies ergibt sich aus der Gesamtsystematik des EEG 2017, nach der eine Einspeisung des Stroms in das Netz Voraussetzung für den Erhalt der Förderung ist. Für Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden, gilt das Zulassungsregime nach SeeAnlG (das wird im zweiten Halbsatz von § 44 Abs. 1 Satz 2 WindSeeG ausdrücklich klargestellt) und ihre Errichtung ist in sonstigen Energiegewinnungsbereichen möglich. Eine Förderung erhalten sie aber nicht; sie dürfen auch nicht an den Ausschreibungen nach Teil 3 Abschnitt 2 WindSeeG teilnehmen. Eine Voruntersuchung findet für die sonstigen Energiegewinnungsbereiche nicht statt.

Wenn im Weiteren in Teil 4 von Windenergieanlagen auf See die Rede ist, sind aufgrund der Bestimmung des § 44 Abs. 1 Satz 2 WindSeeG durchgängig nur Windenergieanlagen auf See mit Netzanschluss erfasst.

Zu Nummer 9

In **§ 51 Satz 2 WindSeeG** wird der Verweis an das 2017 in Kraft getretene novellierte ROG angepasst.

Zu Nummer 9

Mit den Änderungen von **§ 52 WindSeeG** werden die Möglichkeiten zur Festlegung von Veränderungssperren angepasst und erweitert.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung in **§ 52 Abs. 1 Satz 1 WindSeeG** ist redaktioneller Natur: Damit wird die Formulierung an diejenigen in § 52 Abs. 2 WindSeeG und im SeeAnlG angepasst. Es wird hier jeweils nicht zwingend die Planfeststellungsbehörde tätig, sondern ggf. das BSH in anderer Funktion.

Zu Doppelbuchstabe bb

Nach **§ 52 Abs. 1 Satz 2 Nummer 1 WindSeeG** können Seegebiete gesichert werden, die nach den Festlegungen des Bundesfachplans Offshore oder des Flächenentwicklungsplanes für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See oder sonstige Energiegewinnungsanlagen in Frage kommen. Das betrifft sowohl Gebiete und Flächen, die der Flächenentwicklungsplan für die Ausschreibung und die Errichtung Windenergieanlagen auf See (einschließlich Pilotwindenergieanlagen auf See) mit Netzanschluss vorsieht, als auch sonstige Energiegewinnungsbereiche, die anderen Konzepten zur Energiegewinnung ohne Netzanschluss, etwa der Nutzung durch Windenergieanlagen ohne Netzanschluss, vorbehalten sind.

Nach **§ 52 Abs. 1 Satz 2 Nummer 2 WindSeeG** ist die Sicherung auch möglich für bestimmte weitere Festlegungen des Bundesfachplans Offshore oder Flächenentwicklungsplans, namentlich Offshore-Anbindungsleitungen, grenzüberschreitende Seekabelsysteme oder Verbindungen der Netzanbindungssysteme untereinander.

Die Aufzählung der Gegenstände einer möglichen Sicherung war bisher unvollständig, da sie aus der Seeanlagenverordnung übernommen war. Mit deren Übernahme in das WindSeeG ergab sich die Notwendigkeit, die Aufzählung anzupassen. Es wird nun auch klargestellt, dass mit einer Veränderungssperre für Offshore-Anbindungsleitungen auch Suchräume gesichert werden können, ehe der genaue Standort von Komponenten oder der genaue Trassenverlauf einer Offshore-Anbindungsleitung oder grenzüberschreitenden Stromleitung feststehen.

Durch die Anpassung wird sichergestellt, dass in diesen Seegebieten die Nutzungen, für die das jeweilige Gebiet gesichert wurde, Vorrang vor anderen Nutzungen haben.

Zu Buchstabe b

Auch die zeitlichen Vorgaben für Veränderungssperren in **§ 52 Abs. 2 WindSeeG** werden angepasst. Bei der Sicherung des Bundesfachplans Offshore oder des Flächenentwicklungsplans kann nicht mehr auf die Raumordnung abgestellt werden, da die Dauer des Aufstellungsverfahrens und das Inkrafttreten der fortzuschreibenden Raumordnung durch Rechtsverordnung einen längeren Zeitraum in Anspruch nehmen als die Aufstellung und Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans. Vorzugswürdig ist demgegenüber eine klare zeitliche Vorgabe für die Dauer der Veränderungssperre von vier Jahren, die um drei Jahre verlängert werden kann. Somit können auch Unsicherheiten und Auslegungsschwierigkeiten vermieden werden, ob die Regelungen des Raumordnungsplans tatsächlich inhaltlich zu einer Sicherung des Bundesfachplans Offshore oder des Flächenentwicklungsplans führen und somit die Veränderungssperre beendet ist. Die Dauer von maximal sieben Jahren berücksichtigt die Dauer des Aufstellungsverfahrens und einen Fortschreibungsturnus für den Flächenentwicklungsplan.

Zu Artikel 17 (Änderung des Seeanlagengesetzes)

Zu Nummer 1

Zu Buchstabe a

§ 1 Abs. 2 Satz 1 Nummer 1 SeeAnlG erfasst in der derzeitigen Fassung Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Wasser und Strömung. Dies rührt aus der früheren Seeanlagenverordnung her, die auch für Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Wind galt. Dort wurden Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Wasser, Strömung und Wind erfasst, wobei es sich um eine Aufzählung handelte. Nach Wegfallen der Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Wind wurde das „und“ beibehalten. Dies ist missverständlich, denn Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Wasser und gleichzeitig aus Strömung gibt es nicht. Zur Klarstellung wird das „und“ durch ein „oder“ ersetzt.

Für die Anlagen zur Übertragung elektrischer Energie in **§ 1 Abs. 2 Satz 2 Nummer 2 SeeAnlG** gelten die Ausführungen zu § 1 Abs. 2 Nummer 1 SeeAnlG in gleicher Weise.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Buchstabe b

Mit der Ergänzung **in § 1 Abs. 2 Satz 1 Nummer 3 SeeAnlG** wird zusätzlich zur Regelung in § 44 Abs. 1 Satz 2 WindSeeG klargestellt, dass Windenergieanlagen auf See ohne Netzanschluss und sonstigen Energiegewinnungsanlagen als Beispiele für Einrichtungen, die anderen wirtschaftlichen Zwecken dienen, dem Anwendungsbereich des SeeAnlG unterfallen.

Zu Buchstabe c

Der neu in **§ 1 Abs. 2 SeeAnlG** ergänzte Satz 2 stellt klar, dass zu den Nebeneinrichtungen in Satz 1 auch solche Kabel gehören, durch die Strom an Land abgeführt wird, die aber keine Offshore-Anbindungsleitungen sind und die keine Netzanbindung herstellen. Zwar führen diese Kabel Strom an Land ab, sie werden dort aber nicht an das Netz angeschlossen. Netz ist hier als Netz nach § 3 Nummer 35 EEG 2017 die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung.

Mit der Regelung wird klargestellt, dass im Fall von Energiegewinnungsanlagen, die nicht an das Netz angeschlossen sind, aber deren Stromerzeugung mit einem Kabel abgeführt wird, das BSH für die Zulassung des Kabels zuständig ist. Denn es ist auch für die Zulassung von Windenergieanlage ohne Netzanschluss und sonstige Energiegewinnungsanlagen ohne Netzanschluss zuständig. Das bezieht sich nur auf den Kabelabschnitt in der ausschließlichen Wirtschaftszone; für die Zulassung des Kabelabschnitts, der im Küstenmeer verläuft, besteht keine Zuständigkeit des BSH.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Mit der Änderung in **§ 2 Abs. 1 SeeAnlG** werden auch solche Anlagen einem Planfeststellungsverfahren unterworfen, die anderen wirtschaftlichen Zwecken als der Erzeugung und Übertragung von Energie aus Wasser oder Strömung dienen. Solche Anlagen sind auch Windenergieanlagen auf See, soweit sie nicht dem zulassungsrechtlichen Teil des WindSeeG unterfallen, also nicht an das Netz angeschlossen werden. Diese Windenergieanlagen auf See ohne Netzanschluss unterfallen dem Anwendungsbereich des § 1 Abs. 2 Satz 1 Nummer 3 SeeAnlG, dem insoweit Auffangfunktion zukommt.

Zu Buchstabe b

In **§ 2 Abs. 4 Satz 1 SeeAnlG** wird zum einen ein Versehen korrigiert. Die Erwähnung des Bundesfachplans Offshore ist hier notwendig, da der erste Flächenentwicklungsplan nach dem WindSeeG zum größten Teil erst ab dem Jahr 2026 Wirkung entfalten wird. Bis dahin bleibt der Bundesfachplan Offshore maßgeblich für die Beurteilung einer Kollision den planerischen Festlegungen für Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden. Allerdings kann die Festlegung eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs nach § 5 Abs. 2a WindSeeG schon vor 2026 Wirkung entfalten, s. oben. Die Festlegung eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs kann auch innerhalb eines Clusters nach Bundesfachplan Offshore erfolgen. Das kann z. B. in Frage kommen, wenn Cluster zukünftig nicht voll ausgenutzt werden oder sich die Netzanbindung schwierig gestaltet. Insoweit wird dann die Festlegung des Clusters nach Bundesfachplan Offshore aufgehoben und gewissermaßen durch die Festlegung eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs überholt. Bis zur Ausweisung eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs in einem Cluster bleibt jedoch allein die Festlegung des Bundesfachplan Offshore maßgeblich und ein dort ausgewiesener Cluster entfaltet Sperrwirkung für andere Nutzungen als Windenergieanlagen auf See mit Netzanschluss. Die Bestimmung räumt allen genannten Nutzungen nach Festlegungen des Bundesfachplan Offshore und des Flächenentwicklungsplans Vorrang gegenüber sonstigen Seeanlagen ein. Dieser Vorrang gilt dann eben auch für die genannten Festlegungen untereinander.

Zum anderen wird berücksichtigt, dass der Flächenentwicklungsplan sonstige Energiegewinnungsbereiche festlegen kann. Sie entfalten dann ebenso Sperrwirkung wie die Festlegung von Gebieten und Flächen, d. h. andere Anlagen als die, für die die sonstigen Energiegewinnungsbereiche vorgesehen sind, dürfen dort gerade nicht errichtet werden, wenn sie die Nutzung durch die planerische vorgesehenen Anlagen wesentlich behindern würden. Wenn sie kein Nutzungshindernis darstellen, ist die Zulassung möglich.

Als weitere Konstellation ist vorstellbar, dass auf einer Fläche nach § 3 Nummer 4 WindSeeG ein Windpark auf See mit Netzanschluss kombiniert werden soll mit einer Elektrolyseanlage. In diesem Fall würde die Elektrolyseanlage die Nutzung der Fläche durch einen Windpark auf See nicht wesentlich behindern, eine Zulassung der Elektrolyseanlage auf Grundlage des SeeAnlG wäre also im Prinzip möglich. Bei der Elektrolyseanlage würde es sich in dieser Konstellation um eine sonstige Energiegewinnungsanlage mit Netzanschluss (mittelbar, durch die

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Verbindung mit dem Windpark, der seinerseits mit einer Offshore-Anbindungsleitung an das Netz angeschlossen ist) handeln, die von § 1 Abs. 2 Nummer 3 SeeAnlG erfasst ist. § 5 Abs. 3 (neu) SeeAnlG würde für diese Elektrolyseanlage nicht gelten, denn er erfasst nur sonstige Energiegewinnungsanlagen ohne Netzanschluss, s. unten.

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

§ 3 Abs. 1 SeeAnlG wird zunächst redaktionell geändert, um einen Absatz anzufügen.

Mit der Einfügung in **§ 3 Abs. 1 SeeAnlG** wird klargestellt, dass die Bearbeitung in Reihenfolge des Eingangs sowohl für Planfeststellungs- als auch für Genehmigungsanträge erfolgt.

Das in § 3 SeeAnlG etablierte „Windhundprinzip“ gilt also für sämtliche Antragsverfahren des SeeAnlG. Es wird auch Anwendung finden auf Anträge auf Planfeststellung von Seeanlagen in sonstigen Energiegewinnungsbereichen (sobald der Flächenentwicklungsplan sie ausgewiesen hat). Sollten also mehrere Vorhabenträger Interesse an der Nutzung eines solchen Bereichs haben, ist die Eingangsreihenfolge für die Bearbeitung maßgeblich. Da zunächst nur in begrenztem Umfang solche Bereiche ausgewiesen werden können (s. oben) und noch nicht klar ist, wie groß das Interesse daran ist, ist dies zunächst sachgerecht. Langfristig ist aber möglicherweise eine Allokation nach anderen Gesichtspunkten angemessener. Die Nachfrage und die Erfahrungen mit der Bestimmung werden beobachtet und ggf. in einem späteren Gesetzgebungsverfahren angepasst werden, z. B. durch Einführung eines Vergabeverfahrens für die Nutzung der sonstigen Energiegewinnungsbereiche.

Zu Buchstabe b

Der Qualität des Antrags kommt im Rahmen der Bearbeitungsreihenfolge nach **§ 3 SeeAnlG** große Bedeutung zu. Daher wird mit der Ergänzung des **Absatzes 2** präzisiert, wann ein Antrag im Kontext des „Windhundprinzips“ als ausreichend anzusehen ist. Die genannten Unterlagen spiegeln wider, was nach bisherigen Erfahrungen des BSH für die Entscheidung über die Bearbeitungsreihenfolge einen ausreichenden Antrag ausmacht. .

Unberührt hiervon bleibt die Bestimmung des § 4 Abs. 1 Satz 2 und 3 SeeAnlG, d. h. auch bei Anträgen, die im Sinn des § 3 SeeAnlG als ausreichend gelten, kann das BSH bei der Bearbeitung noch Angaben und Unterlagen nachfordern, die für die Prüfung des Antrags erforderlich sind, und den Antrag ablehnen, wenn diese nicht fristgerecht nachgereicht werden.

Zu Nummer 4

Zu Buchstabe a

In **§ 4 Abs. 1 Satz 1 Nummer 4 SeeAnlG** werden redaktionelle Änderungen vorgenommen. Die bisherige Fassung des Gesetzes unterstellt, dass Umweltverträglichkeitsprüfungen für Anlagen nach § 1 Abs. 2 Satz 1 Nummer 1 SeeAnlG (Erzeugung von Energie) immer erforderlich, bei Anlagen nach Nummer 2 (Übertragung von Energie) oder Nummer 3 hingegen nie erforderlich sind. Im Zusammenhang mit der Ausdehnung der Planfeststellungspflicht auf Anlagen, die sonstigen wirtschaftlichen Zwecken dienen, wird klargestellt, dass die Unterlagen für eine Umweltverträglichkeitsprüfung in allen Fällen vom festzustellenden Plan umfasst sind, in denen eine Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung besteht.

Zudem wird der Verweis auf das UVPG aktualisiert. Die Nummerierung der Paragraphen des UVPG hat sich geändert. Eine inhaltliche Änderung ist mit der Aktualisierung hier nicht verbunden.

Zu Buchstabe b

In **§ 4 Abs. 2 Satz 2 SeeAnlG** wird die Formulierung leicht angepasst, so dass sie konsistent mit dem WindSeeG wird.

Zu Nummer 5

Zu Buchstabe a

Nach der bisherigen Bestimmung des **§ 5 Abs. 3 SeeAnlG** stand es im Ermessen des BSH, im Planfeststellungsbeschluss Maßnahmen zur Sicherstellung einer zügigen Errichtung und Inbetriebnahme zu bestimmen und Fristen zur Erfüllung der Maßnahmen vorzugeben. Diese Regelung wird aufgehoben. Das bedeutet aber gerade nicht, dass künftig Planfeststellungsbeschlüsse „endlos“ aufrecht erhalten bleiben, obwohl der jeweilige Vorhabenträger keinerlei Aktivität entfaltet, um sie jeweils wirklich umzusetzen. Die Regelung wird viel mehr abgelöst durch die Anwendbarkeit von § 75 Abs. 4 VwVfG, der bisher durch § 5 Abs. 5 SeeAnlG für nicht anwendbar erklärt war. Das bedeutet, dass der Planfeststellungsbeschluss automatisch außer Kraft tritt, wenn der Vorhabenträger nicht innerhalb von 5 Jahre nach Eintritt der Unanfechtbarkeit mit der Durchführung des Plans begonnen hat.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Buchstabe b

§ 5 Abs. 3 (neu) SeeAnlG ist Teil des gesetzlichen Rahmens, der für Energiegewinnungskonzepte ohne Netzanschluss geschaffen wird. Er entspricht der Regelung in § 48 Abs. 4 Satz 2 WindSeeG für Windenergieanlagen auf See mit Netzanschluss und verzahnt Planungs- und Zulassungsrecht. Nur in den räumlichen Bereichen, wo der Flächenentwicklungsplan sonstige Energiegewinnungsbereiche planerisch vorsieht, dürfen solche Vorhaben zur Energiegewinnung ohne Netzanschluss auch zugelassen werden.

Zu Buchstabe c

Die Änderungen in **§ 5 Abs. 4 (neu) SeeAnlG** hängen eng mit der Aufhebung des § 5 Abs. 3 SeeAnlG zusammen: Mit der neuen Nummer 2 wird angeordnet, dass der Planfeststellungsbeschluss außer Kraft tritt, wenn ein Fall des § 75 Abs. 4 VwVfG vorliegt. Dieser war bisher im Rahmen des SeeAnlG nicht anwendbar. Nun sorgt er dafür, dass Planfeststellungsbeschlüsse nicht langanhaltend zur Flächensicherung genutzt werden können, die Vorratsplanung wird verhindert. Das ist gerade Ziel des § 75 Absatz 4 VwVfG.

Auch diese Bestimmung ist Teil des gesetzlichen Rahmens, der für Energiegewinnungskonzepte ohne Netzanschluss geschaffen wird. Letztlich dient sie dazu, zu vermeiden, dass räumliche Bereiche, die nach dem Flächenentwicklungsplan für bestimmte Nutzungen vorgesehen werden, tatsächlich nicht genutzt, aber von einem Vorhabenträger durch einen bestehenden Planfeststellungsbeschluss gewissermaßen „blockiert“ oder „reserviert“ werden.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderung der Aufhebung von § 5 Abs. 3 WindSeeG.

Zu Nummer 6

Da Anlagen nach § 1 Abs. 2 Nummer 3 SeeAnlG zukünftig der Planfeststellung bedürfen, werden sie dem Anwendungsbereich des **§ 6 SeeAnlG**, der das Genehmigungsverfahren betrifft, entzogen.

Zu Nummer 7

Zu Buchstabe a

In **§ 9 Abs. 1 SeeAnlG** wird in der Aufzählung klargestellt, dass Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, gegenüber sämtlichen dem Zulassungsrecht des SeeAnlG unterliegenden Seeanlagen – also auch Windenergieanlagen auf See ohne Netzanschluss und sonstigen Energiegewinnungsanlagen mit und ohne Netzanschluss – Vorrang genießen. Damit ist der Anwendungsbereich des § 9 SeeAnlG spezieller als der des § 52 WindSeeG: eine Veränderungssperre nach § 52 WindSeeG sichert Seegebiete für alle Windenergieanlagen und sonstige Energiegewinnungsanlagen mit und ohne Netzanschluss, so dass sie dort gegenüber jedweden anderen Seeanlagen Vorrang genießen.

Die Aufzählung der Sicherungsgegenstände war bisher unvollständig, da sie aus der Seeanlagenverordnung übernommen war, die auch für Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, galt. Mit deren Übernahme in das WindSeeG ergab sich die Notwendigkeit, die Aufzählung anzupassen.

Zur Klarstellung wird ergänzt, dass mit der Veränderungssperre Seegebiete nicht nur für Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, in Betracht kommen, sondern auch für Suchräume gesichert werden können, ehe der genaue Standort oder Trassenverlauf einer Offshore-Anbindungsleitung oder grenzüberschreitenden Stromleitung feststeht.

Zu Buchstabe b

Die zeitliche Geltungsdauer einschließlich der Verlängerung der Veränderungssperre in **§ 9 Abs. 2 SeeAnlG** entspricht den Änderungen des § 52 Abs. 2 WindSeeG.

Zu Artikel 18 (Änderung der Verordnung über die Flugsicherungsausrüstung der Luftfahrzeuge)

Durch die Änderung wird für alle Luftverkehrsfahrzeuge nachts die Nutzung von Transpondern verpflichtend. Praktisch ist bereits heute jedes Luftverkehrsfahrzeug, das nachts fliegt, mit einem Transponder ausgestattet und muss diesen einschalten. Diese Änderung ist eine Folgeänderung aufgrund der Einführung der Pflicht zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung für Windenergieanlagen auf der Grundlage der Nutzung von Transpondersignalen.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Artikel 19 (Änderung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes)

Durch die Änderung wird - zusammen mit Artikel 3 Nummer 13 Buchstabe b dieses Gesetzes - auch hinsichtlich der nach § 17f EnWG ab dem 1. Januar 2019 erhobenen Umlage eine entsprechende Anwendung des neuen § 62a EEG 2017 gewährleistet, um insoweit in Weiterleitungsfällen ein einheitliches Vorgehen zu ermöglichen.

Zu Artikel 20 (Inkrafttreten)

Zu Absatz 1

Das Gesetz tritt grundsätzlich einen Tag nach der Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt in Kraft.

Damit ist insbesondere das neue Zulassungsregime für Windenergieanlagen auf See ohne Netzanschluss und sonstige Energiegewinnungsanlagen ohne Netzanschluss bei sämtlichen Entscheidungen über die Zulassung, die nach Inkrafttreten dieses Gesetzes getroffen werden, zugrunde zu legen. Unerheblich ist, ob der entsprechende Antrag vor oder nach dem Inkrafttreten vollständig beim BSH vorlag bzw. vorliegt. Denn eine Übergangsbestimmung, die das alte Recht für auf zuvor gestellte Anträge anwendbar erklärt, ist weder im WindSeeG noch im SeeAnlG vorgesehen. Voraussetzung für eine Zulassung ist mithin, dass sich der Antrag auf einen im Flächenentwicklungsplan ausgewiesenen sonstigen Energiegewinnungsbereich bezieht. Der erste Flächenentwicklungsplan kann erstmals sonstige Energiegewinnungsbereiche enthalten und liegt am 30. Juni 2019 vor. Bis dahin können Anträge die o. g. Voraussetzung nicht erfüllen, eine Zulassung erfolgt nicht.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 treten die klarstellenden Regelungen in § 100 Abs. 2 Satz 1 Nummer 3 Buchstabe b und Satz 3 (neu) EEG 2017 mit Wirkung vom 1. Januar 2017 in Kraft. Da sie in enger Verbindung zu § 100 Absatz 2 Satz 2 stehen, dessen Wortlaut nicht geändert wird, ist der Regelungskomplex insgesamt rückwirkend mit den klarstellenden Änderungen anzuwenden. Damit wird vermieden, dass für unterschiedliche Zeiträume § 100 Abs. 2 Satz 1 Nummer 3 Buchtstabe b EEG 2017 in Verbindung mit in § 100 Abs. 2 Satz 2 EEG 2017 unterschiedlich angewandt wird. Vor dem Hintergrund, dass es verschiedene Rechtsansichten zur Auslegung und Anwendbarkeit der Übergangsvorschriften gibt und daher bislang eine unklare Rechtslage herrscht, konnte Vertrauensschutz noch nicht entstehen und steht daher einer Wirkung zum 1. Januar 2017 nicht entgegen. Auch ist die hiesige gesetzliche Klarstellung begünstigend, da sie zu einer abgemilderten Sanktion für einen Meldepflichtverstoß führen kann. Die bisherigen rechtskräftigen Entscheidungen der Gerichte gelten bis auf Weiteres verbindlich zwischen den Parteien. Dies ergibt sich auch aus § 100 Abs. 1 Satz 6 EEG 2017.

Zu Absatz 3

Ausgenommen von Absatz 1 sind die Änderungen in Artikel 1 Nummer 9, die rückwirkend zum 1. Januar 2018 in Kraft treten.

Zu Absatz 4

Die Änderungen in Artikel 2 Nummer 8 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa (zur rückwirkenden Absenkung des Fördersatzes für KWK-Bestandsanlagen auf den 1. Juli 2018 vgl. die Begründung zur Änderung des § 13 Abs. 3 Satz 1 KWKG) und Doppelbuchstabe bb und Nummer 17 Buchstabe b treten rückwirkend zum 1. Juli 2018 in Kraft

Zu Absatz 5

Die Regelungen zur Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch treten erst zum 1. Oktober 2020 in Kraft, um den Akteuren zu ermöglichen, sich auf das neue Verfahren einzustellen.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.